

FACULDADE DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE DO PORTO



Estimação da energia não fornecida em redes de distribuição com micro-redes

Bárbara Freitas Coelho

VERSÃO FINAL

Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Professor Doutor Manuel Matos

18 de Julho de 2018

Resumo

O Sistema Elétrico de Energia tem como função produzir energia elétrica e transportá-la até aos pontos de consumo, com boa qualidade e com uma boa continuidade de serviço. A continuidade de serviço é avaliada em termos de fiabilidade do sistema, e para tal utilizam-se os índices de fiabilidade quer individuais, quer globais.

As micro-redes podem funcionar de dois modos: modo normal interligadas à rede ou em modo de emergência, ficando isoladas desta. Devido à sua capacidade de funcionarem isoladas da rede a montante, contribuem para que a fiabilidade dos sistemas de distribuição aumente. Este é um dos principais benefícios da inclusão das micro-redes nestes sistemas.

Com este trabalho pretende-se desenvolver as bases de uma ferramenta para calcular os índices de fiabilidade de uma rede de distribuição que inclua micro-redes para poder estimar o valor da energia não fornecida aquando de uma avaria. Para tal, foi empregue uma metodologia estocástica, a simulação de Monte-Carlo Sequencial, já que permite criar a história de vida de cada componente do sistema de forma cronológica, utilizando a geração de números aleatórios e distribuições de probabilidade para o elemento avariado.

As bases da ferramenta desenvolvida foi então utilizada para comparar o caso base com e sem possibilidade de reconfiguração, sem inclusão de micro-redes, com o caso em que se incluem micro-redes. Na inclusão das micro-redes, teve-se em conta a relação entre a carga interna da micro-rede e a produção desta (RCP), fazendo a variação deste elemento para que se consiga entender o seu efeito.

Para validar o trabalho desenvolvido, foram realizadas simulações para uma rede já conhecida e compararam-se os resultados obtidos dos índices individuais e globais do sistema.

Palavras-chave: Fiabilidade, Micro-redes, Redes de distribuição, Sistema Elétrico de Energia, Índices de Fiabilidade, Produção Dispersa, Micro-geração, Simulação de Monte Carlo.

Abstract

The Electrical Power System is designed to produce electrical energy and to deliver it to consumers with high quality standards and with good availability. This availability is measured in terms of individual and global system reliability indices.

Microgrids can operate in two main situations: normal interconnected mode or in emergency mode, isolated from the grid. Because they were designed to operate isolated from the grid, they contribute for the system reliability improvement. That's one of the main benefites in the integration of microgrids in distribution power systems. The main purpose of this work was to develop a computational tool to calculate the reliability indices of an electrical distribution grid with microgrids, so it can estimate the energy not supplied due to interruptions. For this purpose, it was used a stochastic methodology, Sequential Monte Carlo simulation, because it can simulate an artificial history of the system elements in chronological order using random number generators and probability distributions of the element failure.

The developed tool was used to compare three cases: one whithout microgrids inclusion, with and without reconfiguration, and another case with microgrids. When microgrids are considered, the ratio between the internal generation and load will also be considered and it can vary so we can analyse its effect on the system.

To validate the developed tool, it was used a known grid whick the results for individual and global system reliability indices.

Key words: Reliability, Microgrids, Power distribution system, Electric power system, Reliability indices, Distributed generation, Microgeneration, Monte Carlo simulation.

Agradecimentos

Quero agradecer Professor Doutor Manuel Matos, que me orientou e acompanhou na realização desta dissertação, por todas as sugestões, disponibilidade e incentivo que me transmitiu.

Aos amigos de infância e de faculdade, que souberam ouvir os meus desabafos e me retribuíram com palavras de incentivo.

À família, pelo interesse e resignação com que me acompanharam nas diversas fases do trabalho.

Aos meus pais, por tudo o que me proporcionaram desde sempre e que estiveram, incondicionalmente, presentes em todas as etapas da minha vida.

Ao meu irmão António, por toda a paciência e alegria que sempre teve e por tudo o que aprendi com ele.

A todos, um enorme Obrigada.

Bárbara Coelho

*“More than machinery, we need humanity.
More than cleverness, we need kindness and gentleness.”*

Charlie Chaplin

Conteúdo

1	Introdução	1
1.1	Enquadramento	1
1.2	Objetivos	3
1.3	Estrutura da Dissertação	3
2	Redes de distribuição de energia	5
2.1	Redes de distribuição tradicionais	5
2.2	Redes de distribuição ativas	8
2.2.1	Micro-redes e Microgeração	8
2.2.2	Conceito	8
2.2.3	Tecnologias de microgeração	9
2.2.4	Arquitetura da micro-rede	10
3	Fiabilidade dos Sistemas Elétricos	13
3.1	Qualidade de serviço das redes elétricas	13
3.1.1	Mecanismos de incentivo à qualidade de serviço	14
3.2	Análise da fiabilidade nos sistemas de distribuição	16
3.3	Impactos da produção dispersa e micro-redes na fiabilidade	18
4	Simulação de Monte Carlo e metodologia adotada	19
4.1	Aspetos genéricos	20
4.1.1	Controlo de convergência	21
4.2	Monte Carlo Sequencial	21
4.2.1	Modelo de representação dos componentes	22
4.2.2	Flexibilidade no Monte Carlo	24
4.3	Metodologia de simulação de Monte Carlo Sequencial	25
4.3.1	Considerações sobre o funcionamento da Rede MT	25
4.3.2	Metodologia adotada	26
4.4	Algoritmo utilizado	27
5	Simulação e resultados	33
5.1	Representação da rede de distribuição	33
5.2	Caso base	35
5.2.1	Rede com e sem possibilidade de reconfiguração	35
5.3	Integração de micro-redes	36
5.3.1	$RCP \geq 1$	37
5.3.2	$RCP = 0.7$	38
5.3.3	Flexibilidade da simulação de Monte Carlo	41

6	Conclusões e Desenvolvimentos Futuros	45
6.1	Conclusões	45
6.2	Desenvolvimentos futuros	47
A	Tabelas	49
A.1	Tabela 1 - Índices fiabilidade individuais teóricos para $RCP \geq 1$	49
A.2	Tabela 2 - Índices fiabilidade sistema teóricos para $RCP \geq 1$	50
A.3	Tabela 3 - Índices fiabilidade individuais teóricos para $RCP=0.7$	50
A.4	Tabela 4 - Índices fiabilidade sistema teóricos para $RCP=0.7$	51
	Referências	53

Lista de Figuras

1.1	Porcentagem das Energias Renováveis no Consumo Global de Energia.	2
2.1	Estrutura hierárquica de um Sistema Elétrico de Energia.	5
2.2	Estrutura hierárquica de um Sistema Elétrico de Energia.	6
2.3	Interligação da Produção Dispersa.	7
2.4	Arquitetura de uma Micro-rede.	10
3.1	Mecanismo de incentivo à qualidade de serviço.	16
4.1	Diagrama de estados de cada componente	22
4.2	História de operação/reparação de cada componente.	23
4.3	Rede MT adotada com micro-redes	25
4.4	Fluxograma - Simulação do Método de Monte Carlo.	28
4.5	Área de trabalho no MATLAB.	29
4.6	Análise do funcionamento da MR.	31

Lista de Tabelas

5.1	Dados relativos à rede MT.	33
5.2	Comprimentos dos ramos da rede MT.	33
5.3	Características das cargas MT.	34
5.4	Características dos ramos das redes BT.	34
5.5	Dados relativos às micro-redes.	34
5.6	Formas de operação da rede de distribuição.	35
5.7	Índices de fiabilidade individuais para a rede com e sem reconfiguração.	36
5.8	Índices de fiabilidade para o sistema sem micro-redes.	36
5.9	Índices de fiabilidade individuais para os casos sem e com micro-redes com $RCP \geq 1$	37
5.10	Índices de fiabilidade do sistema ($RCP \geq 1$)	38
5.11	Comparação entre os índices de fiabilidade individuais para $RCP \geq 1$ e $RCP = 0.7$	39
5.12	Comparação dos índices de fiabilidade individuais para a rede sem micro-redes (A e B) e com micro-redes e $RCP = 0.7$ (C).	40
5.13	Comparação dos índices globais do sistema para $RCP \geq 1$ e $RCP = 0.7$	40
5.14	Índices de fiabilidade do sistema para a rede sem micro-redes (A e B) e com micro-redes e $RCP = 0.7$ (C).	41
5.15	Variação dos índices fiabilidade individuais para RCP a variar entre $[0.5;1]$ e para $RCP = 0.75$	42
5.16	Variação dos índices fiabilidade do sistema para RCP a variar entre $[0.5;1]$ e para $RCP = 0.75$	43
A.1	Índices fiabilidade individuais teóricos para o caso sem micro-redes sem reconfiguração (A) e com reconfiguração (B) e o caso com micro-redes e $RCP \geq 1$ (C).	49
A.2	Índices de fiabilidade do sistema teóricos para o caso sem micro-redes sem reconfiguração (A) e com reconfiguração (B) e o caso com micro-redes e $RCP \geq 1$ (C).	50
A.3	Índices de fiabilidade individuais teóricos para o caso sem micro-redes sem reconfiguração (A) e com reconfiguração (B) e o caso com micro-redes e $RCP = 0.7$ (C).	50
A.4	Índices de fiabilidade individuais teóricos para o caso sem micro-redes sem reconfiguração (A) e com reconfiguração (B) e o caso com micro-redes e $RCP = 0.7$ (C).	51

Abreviaturas e Símbolos

AT	Alta tensão
BT	Baixa tensão
CD	Carga a deslastrar
ENS	<i>Energy Not Distributed</i> - Energia Não Fornecida
LC	<i>Load Controller</i> - Controlador da Carga
MC	<i>Microsource Controller</i> - Controlador da Micro-fonte
MG	Microgeração
MGCC	<i>Microgrid Central Controller</i> - Controlador central da micro-rede
MR	Micro-rede
MTTF	<i>Mean Time To Fail</i> - Tempo médio de funcionamento;
MTTR	<i>Mean Time To Repair</i> - Tempo médio de reparação;
NA	Normalmente Aberto
PL	Probabilidade de "shut-down" completo após um defeito interno na MR
PM	Probabilidade de falha no processo de isolamento da MR
PD	Produção Dispersa
RCP	Relação entre a carga e produção interna da micro-rede;
SEE	Sistema(s) Elétrico(s) de Energia;

Capítulo 1

Introdução

1.1 Enquadramento

Atualmente, o contínuo crescimento das populações mundiais, bem como a crescente evolução dos países desenvolvidos, obriga a que haja uma maior dependência da energia, levando a uma maior procura desta.

A destruição da camada de ozono, provocada pelo aumento do consumo dos combustíveis fósseis é um problema com que os países se debatem, pois gera impactos negativos sobre o organismo humano, as plantas, as espécies e contribuindo para o aquecimento global.

A aposta dos países, com a aprovação do Protocolo de Quioto [1], na redução do consumo dos combustíveis fósseis, energias não renováveis e com reservas limitadas, desafiou a continuidade no desenvolvimento de recursos energéticos, mais limpos, que não deixassem resíduos na natureza. Manter um ambiente saudável, com um nível de CO₂ na atmosfera equilibrado e manter uma temperatura adequada à vida na Terra são as grandes apostas das energias renováveis.

Portugal é um país que quer contrariar a tendência e, no ano de 2016, o consumo de combustíveis fósseis baixou ligeiramente, recuando 0.9% face ao registo de 2015, segundo dados publicados em 2017, pela Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) [2].

Existe também legislação específica para a integração de pequenas fontes de produção dispersa, criada em 2007 segundo o Decreto-Lei nº 225/2007, de 2 de novembro de 2007 [3]. O objetivo principal desta lei consiste em promover a utilização da microgeração por parte dos consumidores mais pequenos, tipicamente os consumidores em BT, para localmente produzirem (parte da) energia que consomem através da exploração de algumas fontes de energia locais disponíveis (como o sol, o vento, a água, biomassa), tornando-se assim em consumidores e produtores.

A nível global, em 2012, as energias renováveis (nomeadamente a Hídrica, Energia Eólica, Energia Solar, Biomassa, Biocombustíveis e Energia Geotermal) representaram 19% do consumo total de energia, tendo aumentado para 23,7% em 2014. Relativamente ao ano 2015, foi um ano em que as fontes de energia renováveis tiveram um impacto positivo muito grande, estando a Hídrica no topo da produção, com cerca de 16,6% dos 22,7% totais, como se pode observar na Figura 1.1 [4]. A Energia Eólica, Biomassa e Energia Solar representaram cerca de 3,7%, 2% e 1,2%, respetivamente. [4]

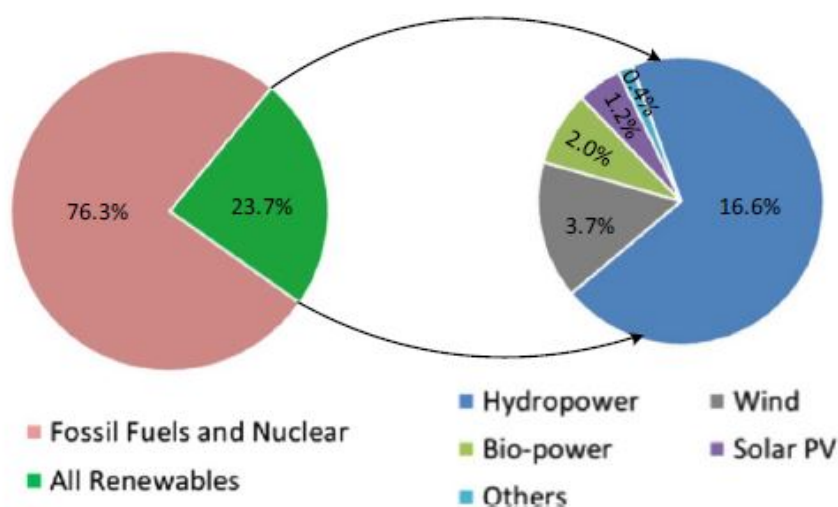


Figura 1.1: Percentagem das Energias Renováveis no Consumo Global de Energia.

O aumento da viabilidade económica destas fontes de energia, aliado aos avanços tecnológicos, conduziu a que as fontes de energia renováveis passassem a ser integradas nos sistemas eléctricos(SEE), levando à sua reestruturação. Pôs-se então de parte a estrutura tradicional, onde apenas as grandes centrais geradoras produziam energia, para passar haver produção dispersa (PD) em vários locais da rede eléctrica.

A PD pode ser integrada em vários níveis de tensão da rede de distribuição, desde a média tensão à alta tensão. Com a crescente integração deste tipo de produção na rede eléctrica, permitiu a introdução de um novo conceito: o das micro-redes (MR) e da microgeração (MG).

A integração das MR nos SEE apresenta benefícios quer a nível de redução de perdas, quer a nível da fiabilidade do sistema, melhorando a sua qualidade de serviço. Este tipo de redes conseguem operar em dois modos distintos:

- em modo normal, encontrando-se a MR ligada à rede de MT montante;
- modo isolado, que em caso de defeito ou avaria, pode ser explorada em rede isolada.

É neste contexto que se irá desenvolver o trabalho, estimando a energia não fornecida em redes de distribuição com micro-redes.

1.2 Objetivos

Esta dissertação tem como objetivo calcular os índices de fiabilidade das redes de distribuição onde existam micro-redes. Para tal, propõe-se o desenvolvimento das bases de uma ferramenta computacional que permita comparar uma rede de distribuição sem micro-redes, com e sem possibilidade de reconfiguração, com uma rede de distribuição que inclua micro-redes. Aquando da integração das MR, considerou-se que, após uma avaria na rede de alimentação, esta funcionará em modo isolado.

A comparação entre estes casos será baseada nos índices de fiabilidade da alimentação a um determinado ponto de carga e nos índices de fiabilidade do sistema elétrico. Assim, pretende-se tirar conclusões quanto ao impacto da incorporação das micro-redes na fiabilidade dos sistemas elétricos nomeadamente a energia não fornecida.

Resumindo, os objetivos serão os seguintes:

- calcular os diversos índices de fiabilidade individuais de cada ponto de carga do SEE (taxa de avarias, duração média das avarias, indisponibilidade média anual e o valor médio da energia não fornecida)
- calcular os índices de fiabilidade da rede (SAIFI, CAIFI, SAIDI, CAIDI, ASAI e END);
- comparar e analisar os resultados obtidos;
- verificar o impacto da incorporação das microredes nos índices de fiabilidade, nomeadamente na energia não fornecida (ENS).

Para a temática sem inclusão das micro-redes, será estudado o caso base que terá duas variantes: o caso sem reconfiguração da rede e o caso com reconfiguração.

Ao estudar a inclusão das micro-redes, um aspeto a variar será a relação entre a carga e a produção interna da MR que é representada pelo coeficiente RCP.

Após estas simulações, serão apresentados os resultados e as conclusões obtidas.

1.3 Estrutura da Dissertação

A dissertação está organizada em 6 capítulos.

No Capítulo 1 será dada uma introdução acerca do trabalho desenvolvido , começando por fazer o seu enquadramento e apresentando os objetivos pretendidos.

No Capítulo 2, são abordados os conceitos de redes tradicionais (passivas) e de como essa abordagem foi mudando ao longo dos tempos passando para as redes ativas. No âmbito das redes ativas, será apresentado o conceito de micro-redes, onde será feita uma abordagem à arquitetura da rede bem como ao seu funcionamento, e o conceito de microgeração.

No Capítulo 3, analisa-se a Fiabilidade dos Sistemas Eléctricos de Energia. Primeiro, será feita uma introdução acerca da importância da qualidade de serviço das redes eléctricas e dos mecanismos que estão em prática para incentivar esta medida. De seguida, faz-se uma análise dos indicadores de fiabilidade que são utilizados para avaliar as redes eléctricas. Posteriormente, analisar-se-á os impactos que a PD e as MR têm na fiabilidade.

No Capítulo 4, é explicada a metodologia adotada na abordagem do problema. Esta abordagem é pelo método de simulação de Monte Carlo e será apresentado o método adotado. De seguida, é apresentada a rede simulada bem como todos os parâmetros usados. Será explicado também o raciocínio tido para todos os casos de simulação.

No Capítulo 5, expõem-se os resultados numéricos obtidos para as simulações com e sem inclusão de micro-redes, bem como todas as explicações sobre os valores obtidos. Com as micro-redes, considera-se o seu funcionamento em modo isolado e faz-se a variação do valor da relação entre a carga e a produção da micro-rede (RCP).

No capítulo 6, são apresentadas as conclusões finais neste trabalho e são abordados os aspetos que poderão ser melhorados numa abordagem futura às bases da ferramenta desenvolvida.

Capítulo 2

Redes de distribuição de energia

De seguida, apresentam-se os conceitos de rede de distribuição tradicional e das redes de distribuição ativas de energia, nomeadamente as redes com inclusão de produção dispersa e também de micro-redes.

2.1 Redes de distribuição tradicionais

De uma forma simplista, os SEE englobam três subsistemas como representado na figura 2.1, adaptado de [5]:

- sistema de produção;
- sistema de transporte;
- sistema de distribuição.

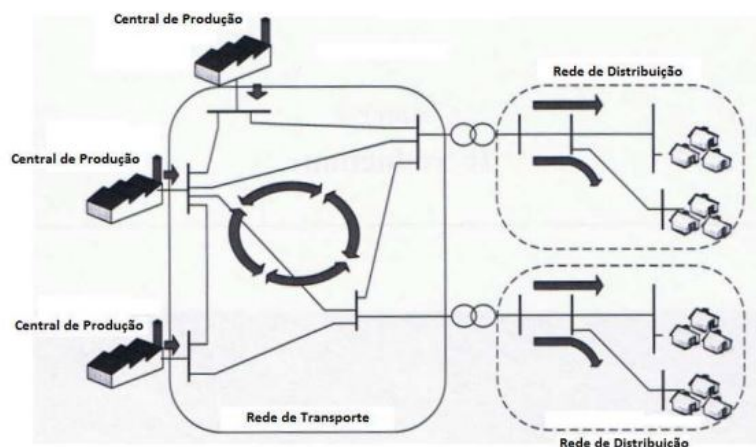


Figura 2.1: Estrutura hierárquica de um Sistema Elétrico de Energia.

Habitualmente, dividem-se estas três grandes áreas em três níveis hierárquicos diferentes (figura 2.2 [6]).

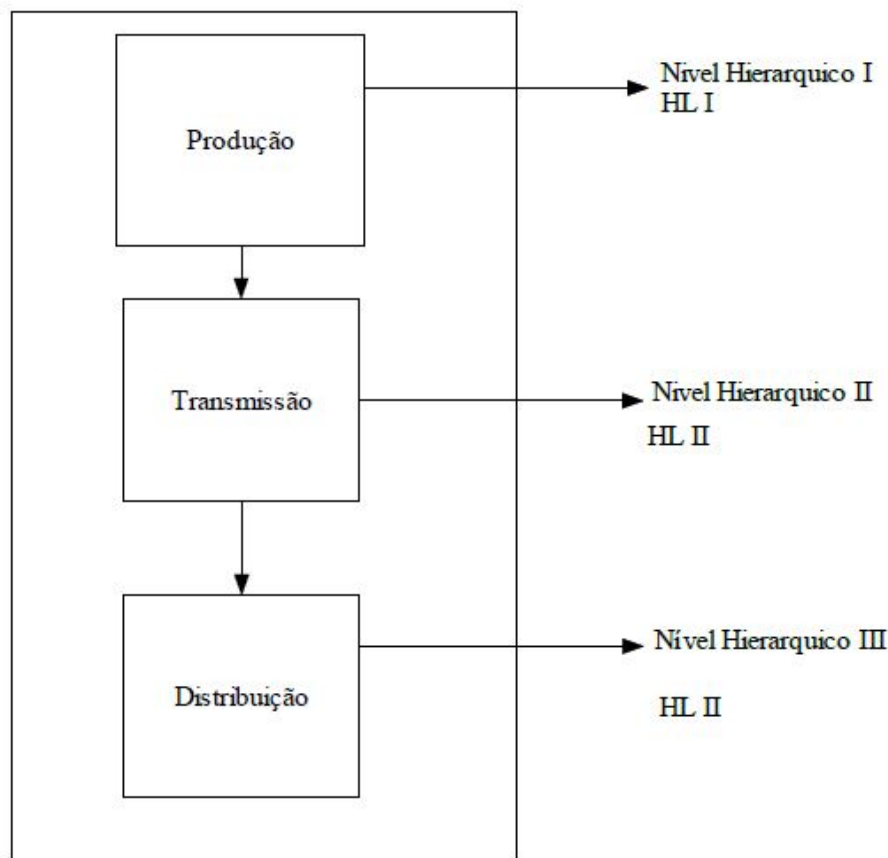


Figura 2.2: Estrutura hierárquica de um Sistema Elétrico de Energia.

Os sistemas de produção fazem a conversão de diversos tipos de fontes de energia em energia elétrica, tais como as fontes térmicas, hidráulicas, eólicas e solares. Inicialmente, estes centros de produção estavam relativamente afastados dos locais de consumo.

O transporte desta energia fica a cargo dos sistemas de transporte que permitem a transferência de grandes quantidades de energia elétrica em MAT. Em Portugal, o transporte é feito acima dos 110kV.

A distribuição da energia é feita nas redes de distribuição que fazem a interligação da rede de transporte com os consumidores, que podem ser consumidores BT, MT e AT. Os consumidores BT são os clientes residenciais ou pequenas empresas e lojas. Os consumidores de MT e AT são consumidores industriais.

O SEE convencional caracterizava-se por ter uma estrutura hierárquica em que a energia elétrica era produzida nas grandes centrais (sistema de produção) e apenas seguia um fluxo unidirecional, desde os níveis de tensão mais altos, para os níveis de tensão mais baixos, passando pelos

sistemas de transporte até aos sistemas de distribuição onde a energia seria entregue ao consumidor final.

Com a integração da produção dispersa, a rede passou a ser uma rede ativa, já que estas unidades de produção podem injetar potência na rede, passando o fluxo de energia a ser bidirecional. Figura 2.3 adaptada de Jenkins [5]

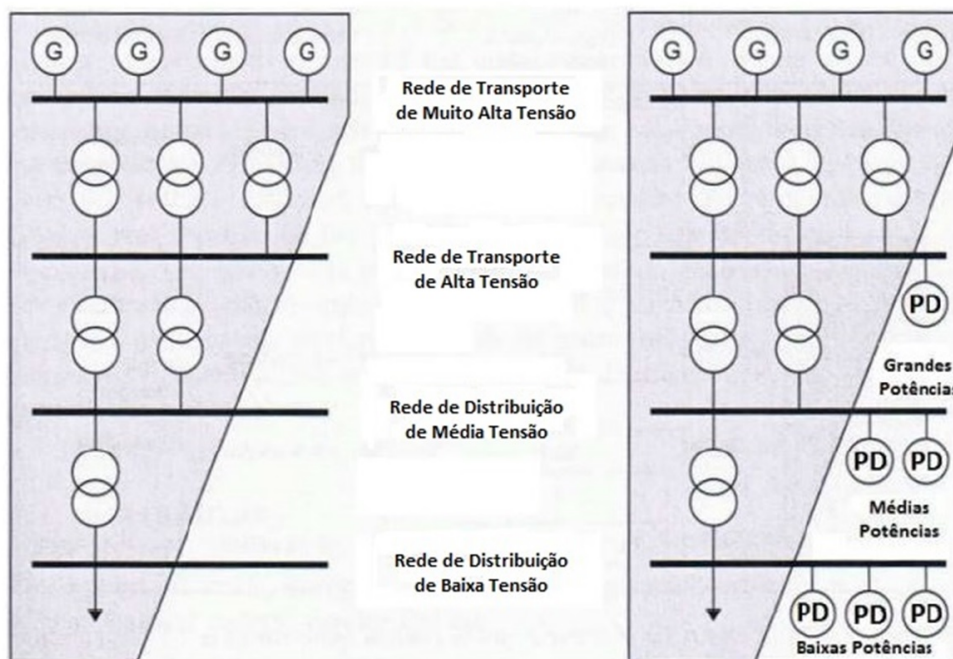


Figura 2.3: Interligação da Produção Dispersa.

Relativamente ao sistema de gestão das redes de distribuição, inicialmente estas foram desenvolvidas seguindo um conceito de *"fit and forget"*. Isto significava que as unidades de produção dispersa integravam a rede de uma forma passiva. Ora, esta abordagem não constitui uma solução eficiente, quer a nível económico, quer a nível técnico, já que ao integrar a PD é necessário ter em consideração certos aspetos cruciais que até então não se consideravam. Aquando do planeamento de uma rede elétrica, todos os aspetos que estivessem relacionados com a produção dispersa eram ignorados, tais como a questão da intermitência dos recursos renováveis, admitindo-se que as redes de distribuição se encontravam preparadas para situações em que a relação entre a carga e a produção fossem extremas.

Foi necessário, então, adotar um sistema de gestão ativo capaz de abranger a questão da flexibilidade entre a produção e o consumo, permitindo uma otimização do funcionamento da rede de distribuição e maior comunicação entre os processos de planeamento, operação e ligação. Assim, os Operadores da Rede de Distribuição (ORD) passam a ter um papel mais ativo e passam a

necessitar de determinadas ferramentas que possibilitem uma boa qualidade de serviço nas suas redes, mantendo a segurança no fornecimento da energia elétrica [7].

Sendo assim, o sistema de gestão ativa abrange os seguintes aspetos [7]:

- Planeamento e operação da rede com soluções conjuntas;
- Trocas de informação de maneira estruturada e em tempo real;
- Desenvolvimentos técnicos na rede, tais como a melhoria da monitorização sobre a rede BT utilizando ferramentas de telecomunicações e integração de novos sistemas SCADA;
- Aperfeiçoamento dos recursos de produção dispersa a nível técnico.

Tendo em conta estes aspetos, haverá uma melhoria na gestão ativa da rede de distribuição, permitindo ainda que se consiga chegar a um equilíbrio entre a produção e a carga.

Futuramente, estes sistemas de gestão ativa levarão à integração dos conceitos de micro-redes e *smart grids*. Assim, haverá uma maior flexibilidade ao nível do controlo das redes, já que serão consideradas redes inteligentes por permitirem uma maior interação entre o lado do operador de rede com o lado do próprio consumidor [8].

2.2 Redes de distribuição ativas

As redes de distribuição tradicionais passaram a ser consideradas redes de distribuição ativas pois, com a integração da PD, estas podem injetar potência na rede, passando o fluxo de energia a ser bidirecional.

De seguida, serão apresentados os conceitos de micro-redes e microgeração, bem como o seu funcionamento e arquitetura.

2.2.1 Micro-redes e Microgeração

A integração da PD nos sistemas elétricos tem crescido consideravelmente, não só devido ao avanço tecnológico, mas também devido a questões ambientais. Assim, tem havido um crescente incentivo à utilização de sistemas de geração de pequena potência (microgeração) que se possam ligar às redes BT.

2.2.2 Conceito

O conceito de MR surgiu devido à massificação destas tecnologias de PD e devido à mudança de paradigma introduzida no modo de operação do SEE, já que foi necessário introduzir uma nova abordagem à gestão e operação do mesmo.

Assim, a primeira definição de MR surgiu no âmbito do Projeto Eurocpeu MicroGrids [9] que define a MR como uma rede de distribuição de baixa tensão que integra pequenas unidades de

produção dispersa e dispositivos de armazenamento de energia, bem como um grupo de cargas interligadas que atuam como uma única entidade controlável relativamente à rede, sendo controladas por sistemas avançados de controlo e gestão. Tem a capacidade de se conectar e desconectar da rede, podendo funcionar em modo interligado ou em modo isolado [10].

Embora a crescente integração da PD apresente diversas vantagens, tanto a nível ambiental como a nível de operação do SEE, é necessário ter sempre em atenção determinadas questões a nível do funcionamento do SEE, tais como:

- controlo dos perfis de tensão;
- avaliação dos níveis de congestionamento;
- análise das correntes de curto-circuito;
- análise do esquema de proteções da rede.

Embora estes aspetos sejam bastantes importantes quando se introduzem as micro-redes nos sistemas elétricos, não serão abordados aquando da simulação apresentada, pois não fazem parte do âmbito deste trabalho.

2.2.3 Tecnologias de microgeração

Existem vários tipos de microgeradores que são utilizados na PD. No caso das MR e MG, o tipo de tecnologias empregues têm potências na ordem das poucas dezenas de kW [11], e são elas:

- Micro eólica;
- Solar fotovoltaico;
- Microturbinas;
- Pilhas de combustível.

Para além destes sistemas de MG, são utilizados também dispositivos de armazenamento de energia para que possam possibilitar algum suporte à operação da MR. Estes dispositivos permitem que haja um balanço entre produção de energia e a procura [11]. Estes dispositivos de armazenamento podem ser:

- bateria (íões de lítio);
- supercondensadores;
- volantes de inércia - *fleywheel*.

De seguida, irá ser apresentada uma breve descrição do sistemas de MG eólica utilizada nas MR.

2.2.3.1 Micro eólica

As micro-turbinas eólicas utilizadas na produção eólica possuem gamas de potência que variam consoante os requisitos pretendidos, e podem ir desde 1kW a 5kW. Tal como acontece com as turbinas eólicas de maior dimensão, estas micro-turbinas devem ser instaladas tendo em conta o local onde irão funcionar [12]. Assim, deve-se ter em conta o nível de ruído provocado pela rotação das pás; deve-se garantir que a operação deste seja fiável, com o menor impacto visual, cumprindo sempre os requisitos de segurança.

Atualmente, utilizam-se micro-turbinas eólicas de eixo horizontal, podendo ter 2 ou 3 pás, sendo constituídas por fibra de vidro com a resistência apropriada. A orientação destas deve ser perpendicular à direção do vento para maximizar a extração da energia cinética do vento, tendo por isso um mecanismo que posiciona as pás de forma perpendicular ao vento. Por questões de segurança, estas micro-turbinas possuem também um sistema de travagem pois, caso haja necessidade de parar a rotação das pás em situação de muito vento, não ponha em perigo a segurança do sistema [12].

2.2.4 Arquitetura da micro-rede

A arquitetura básica de uma micro-rede está representada na Figura 2.4 [13]. Como se pode observar, este tipo de rede inclui um sistema de distribuição, MG, dispositivos de armazenamento, cargas controláveis e sistemas de controlo, comunicação e proteção. Para haver um bom funcionamento da rede, deve haver uma boa coordenação entre todos estes elementos.

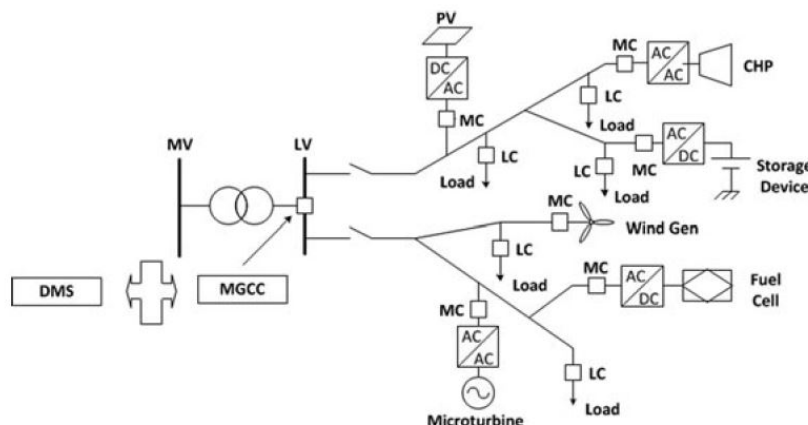


Figura 2.4: Arquitetura de uma Micro-rede.

A incorporação da MG nas micro-redes levou a ter em conta diversos aspetos, já que devido aos geradores fotovoltaicos e aos sistemas micro-eólicos, principalmente, surgem problemas ao nível da qualidade da energia e frequência. Embora as fontes de energia renováveis apresentem

grandes vantagens, nomeadamente o facto de não serem poluentes, apresentam a desvantagem de interferirem na estabilidade dos sistemas, sendo por isso necessário um controlo da qualidade da energia na rede.

Os sistemas de armazenamento de energia são também um elemento muito importante nas micro-redes, já que garantem um adequado funcionamento desta, conseguindo ajudar no processo de transição quando a rede entra em modo isolado.

É importante salientar que as tecnologias de microgeração não estão preparadas para funcionarem ligadas diretamente à rede, devido às suas características. Como tal, é necessário utilizar inversores baseados na eletrónica de potência, sendo também capazes de controlar a MG nos casos em que há uma transição no funcionamento da MT em relação à rede, tais como, o isolamento ou religação da MR à rede MT a montante, modos de operação que serão explicados mais à frente.

No que diz respeito ao controlo da micro-rede, este pode ser centralizado ou descentralizado, permitindo o seu funcionamento como uma só unidade. É então necessário uma infraestrutura de comunicação e uma estrutura de controlo hierárquico, de modo a poder monitorizar e controlar a microgeração e as cargas.

2.2.4.1 Modos de Controlo e Operação

Uma MR consiste numa rede BT que inclui MG, cargas controláveis e dispositivos capazes de armazenar energia, conseguindo fornecer energia aos consumidores nela integrados. Para que isto seja possível, é necessário haver uma estrutura de comunicação e controlo hierárquico.

Como se pode observar na figura 2.4, há várias entidades que controlam a MR. O MGCC (Microgrid Central Controller) consiste na entidade de controlo central do sistema da MR, e pode ser vista como a interface entre a MR e a rede MT a montante. Num segundo nível hierárquico, cada MG e dispositivo de armazenamento são controlados pelos controladores MC (Microsource Controller) e cada carga é localmente controlada pelo controlador de cargas LC (Load Controller).

Os controladores MC são responsáveis pelo controlo de potência ativa e reativa, já os controladores LC são responsáveis, como foi dito anteriormente, pelo controlo das cargas, tendo a capacidade de deslastrar cargas não prioritárias em caso de necessidade, mantendo alimentadas as cargas prioritárias. [13]

Assim, é preciso haver uma boa rede de comunicações entre o MGCC, os LC e MC para manter o bom funcionamento das MR. Também é de referir que o MGCC deve conseguir estabelecer comunicação com o DMS (Distribution Management System), que está localizado do lado do operador de sistema. [13]

Uma MR pode funcionar em dois modos de operação:

- Funcionamento em modo normal: a MR encontra-se ligada à rede MT a montante e pode importar ou exportar energia consoante a necessidade das cargas e da produção em excesso;
- Funcionamento em modo de emergência: a MR pode operar de modo isolado da rede a montante, no seguimento de alguma avaria nessa mesma rede ou em caso de necessidade de realizar ações planeadas sobre a rede (ações de manutenção, por exemplo). [13]

No funcionamento em modo de emergência, após o isolamento em caso de uma avaria na rede MT, a MR alimenta os consumidores internos durante o período necessário até à reparação do defeito, gerando energia através das fontes distribuídas, entre elas as fontes renováveis. Para além de garantir o abastecimento da energia, tem como objetivo assegurar a fiabilidade energética e manter a qualidade deste sistema independente.

Estes sistemas representam uma mais valia para o caso de locais remotos sem acesso a eletricidade, contribuindo para o seu desenvolvimento [14]. Segundo o que consta no documento da Conferência das Nações Unidas para o Comércio e Desenvolvimento (UNCTAD), cerca de 60% da população dos países sub-desenvolvidos não têm acesso a eletricidade [15]. Uma das principais causas deve-se ao facto de os custos da instalação das infraestruturas dos subsistemas de transporte e distribuição serem bastante elevados.

A nível global, começam a ser implementadas as MR isoladas de modo a combater este problema, como por exemplo na Índia [16].

Com os desenvolvimentos recentes, é de esperar uma integração massiva das micro-redes. Até aqui, a micro-rede tem sido analisada como uma entidade única. De acordo com [17], é definida a possibilidade de existir uma arquitetura com várias micro-redes interligadas. No caso de se querer implementar novas infraestruturas em zonas sem acesso à energia elétrica e com baixos recursos monetários, deve evitar-se este tipo de infraestruturas multi micro-redes. Porém, se estas zonas estiverem em expansão, deve ponderar-se esta possibilidade tendo em conta o equilíbrio entre o custo e a dimensão da rede que se pretende atingir.

Capítulo 3

Fiabilidade dos Sistemas Eléctricos

3.1 Qualidade de serviço das redes eléctricas

A qualidade de serviço das redes eléctricas é uma característica fundamental para o bom desempenho das redes e deve ser prestada pelos operadores das redes eléctricas e comercializadores aos clientes. Esta divide-se em:

- qualidade de serviço técnica, abrangendo a continuidade de serviço e a qualidade da energia eléctrica;
- qualidade de serviço comercial. [18]

Para estabelecer as obrigações de qualidade de serviço, foi aprovado o Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) pela ERSE, que é aplicável ao Sistema Eléctrico Nacional e ao Sistema Nacional de Gás Natural. Neste regulamento, entre outras obrigações, estabelecem-se indicadores gerais quanto à continuidade de serviço das redes de distribuição.

A continuidade de serviço de uma rede consiste na capacidade que a rede tem de fornecer energia eléctrica a uma infraestrutura de rede, a uma instalação de produção ou consumo, sem haver interrupção, isto é, sem ausência de fornecimento de energia eléctrica. (Artigo 12.º, Capítulo II, Secção II) [18].

Há dois tipos de interrupções: as interrupções breves e longas. São consideradas interrupções breves aquelas em que a duração é igual ou superior a 1 segundo ou igual ou inferior a 3 minutos. As interrupções longas são aquelas com duração superior a 3 minutos.

Relativamente à caracterização da continuidade de serviço das Redes de Distribuição, os operadores de rede procedem, em cada ano civil, à determinação de diversos indicadores gerais relativos aos pontos de entrega a instalações de consumo [18]:

Para redes de alta tensão de Portugal Continental:

- i) SAIFI AT [int./ano.cliente];
- ii) SAIDI AT [min];
- iii) MAIFI AT.

Para redes de média tensão:

- i) TIEPI MT [min];
- ii) SAIFI MT [int./ano.cliente];
- iii) SAIDI MT [min];
- iv) END [MWh];
- v) MAIFI MT.

Para redes BT:

- i) SAIFI BT;
- ii) SAIDI BTm em minutos.

Estes indicadores devem considerar todas as interrupções que afetam os pontos de entrega do respetivo operador de rede, seja qual for a sua origem, e não deve incluir aquelas que têm origem em instalações de consumo ou de produção e as que não interrompam outras instalações de consumo ou de produção (Artigo 20.º, Secção III, Capítulo II) [18].

A fiabilidade de um sistema ou componente pode ser descrita como *"a probabilidade de o sistema (ou o componente) desempenhar, de uma forma adequada, a função para que foi concebido, nas condições previstas e nos intervalos de tempo em que tal é exigido [19]."*

Assim, é importante que um sistema apresente uma boa continuidade de serviço, isto é, que consiga funcionar com o menor número de interrupções (avarias/falhas) possíveis.

Como a sociedade está cada vez mais dependente da energia eléctrica, sendo o seu consumo, por isso, crescente, leva a uma necessidade de aumentar a qualidade de serviço das redes e a otimizar os equipamentos utilizados nesta. Os Sistemas Eléctricos de Energia (SEE) requerem, então, um elevado grau de fiabilidade e uma boa qualidade de serviço.

Para proceder ao cálculo da fiabilidade, é necessário primeiro obter a história do funcionamento do sistema e, por isso, há necessidade de determinar quando ocorrerão as avarias/falhas. Como estes acontecimentos são difíceis de determinar, a fiabilidade de um sistema assenta em probabilidades e estatísticas de falha ou avaria.

3.1.1 Mecanismos de incentivo à qualidade de serviço

Para melhorar a qualidade de serviço dos sistemas eléctricos, a ERSE no, Artigo 90.º/91.º, Capítulo IX, define mecanismos de incentivo aos operadores das Redes de Distribuição, definindo

compensações individuais relativas à continuidade de serviço do setor elétrico quando certos padrões de qualidade não são cumpridos [18]; e mecanismos de remuneração/penalização do distribuidor tendo em conta os índices de fiabilidade globais, nomeadamente o valor da energia não fornecida [20].

Compensações individuais

As compensações por incumprimentos de certos padrões de fiabilidade estão definidas no Regulamento da Qualidade de Serviço publicada pela ERSE [18], e impõem ao distribuidor o pagamento de compensações aos consumidores. O valor da compensação é calculada tendo em conta o número e a duração das interrupções a que os consumidores estão sujeitos. A operação deste mecanismo está representada nas expressões seguintes:

$$CN = (NI - NIP) \cdot FC \quad (3.1)$$

$$CD = (DI - DIP) \cdot PC \cdot KC \quad (3.2)$$

em que:

- CN é o valor da compensação a pagar aos consumidores, em euros;
- NI e DI é o número de interrupções acidentais longas e a duração total, em horas, respetivamente;
- NIP e DIP são os valores de referência para o número de interrupções acidentais longas e a duração total destas;
- FC é o valor unitário de compensação do número de interrupções, em euros;
- KC é o valor unitário de compensação da duração das interrupções em euro/kWh;
- PC é o valor médio da potência contratada em kVA.

É de ter em conta que estes valores dos fatores de penalização podem ser diferenciados para os vários tipos de consumidores, quer sejam domésticos, comerciais ou industriais. Também os valores de referência podem variar de acordo com a localização geográfica e nível de tensão de alimentação dos consumidores.

Mecanismos de remuneração/penalização do distribuidor

Relativamente aos mecanismos de remuneração/penalização do distribuidor, o Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço disponibilizado pela ERSE [20] define mecanismos que

permitem aos operadores das redes obterem uma remuneração ou serem penalizados dependendo da continuidade de serviço prestada aos consumidores. Normalmente, estes incentivos seguem o mecanismo ilustrado na figura 3.1 [21].

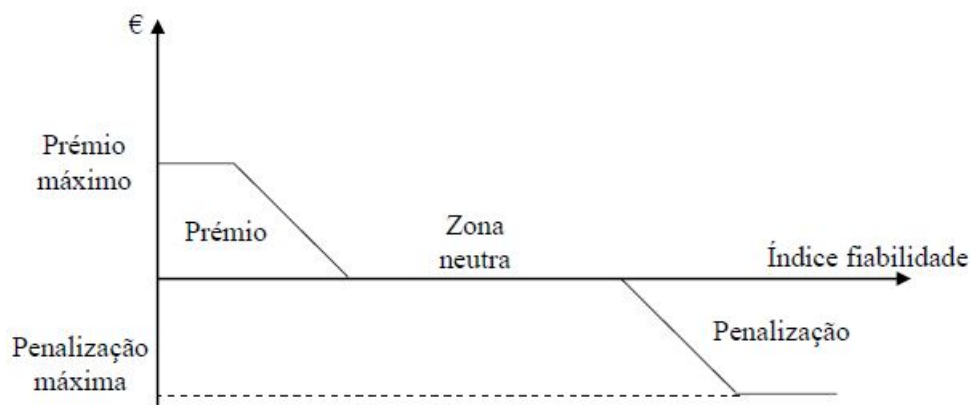


Figura 3.1: Mecanismo de incentivo à qualidade de serviço.

Observando a figura 3.1, constata-se que a penalização para os distribuidores é atribuída quando o seu desempenho (que é avaliado em termos dos índices de fiabilidade) ultrapassa um certo valor estipulado pelo regulador. Este valor de penalização aumenta até um certo limite máximo, tendo sido estabelecido esse limite para que a penalização não se torne inaceitável para o operador de rede.

Quanto ao valor do prémio a receber pelo bom cumprimento das normas de qualidade, será maior quanto melhor for o seu desempenho, atingindo também um valor máximo de prémio que é fixado pela regulação.

Existe também uma zona neutra em que o distribuidor não recebe prémio nem é penalizado pela sua prestação de serviço.

3.2 Análise da fiabilidade nos sistemas de distribuição

A fiabilidade de um sistema assenta em probabilidades e estatísticas de falha ou avaria. Nos sistemas de distribuição, esta característica pode ser avaliada utilizando determinados índices que quantificam a fiabilidade da alimentação a um determinado ponto de carga, sendo eles:

- a taxa de avarias (λ), expressa em avarias por ano [av./ano];
- o tempo médio de reparação (r), expresso em horas [h];

- a indisponibilidade média anual (U), expressa em horas por ano [h/ano].

Para avaliar o sistema, são necessários outros índices de fiabilidade (que têm como base os índices anteriormente enunciados), a saber:

- Frequência média de interrupções do sistema (*SAIFI* - "System Average Interruption Frequency Index"), expressa em interrupções por cliente do sistema e por ano:

$$SAIFI = \frac{\sum_j \lambda_j N_j}{\sum_j N_j} \quad (3.3)$$

em que: λ é a taxa de avarias do ponto de carga j e N_j é o número de consumidores abastecidos por esse ponto de carga.

- Frequência média de interrupções do cliente (*CAIFI* - "Customer Average Interruption Frequency Index"), expressa em interrupções por cliente afetado e por ano:

$$CAIFI = \frac{\sum_j \lambda_j M_j}{\sum_j N_j} \quad (3.4)$$

em que: M_j representa o número de consumidores afetados do ponto de carga j .

- Duração média da interrupção do sistema (*SAIDI* - "System Average Interruption Duration Index"), expressa em horas por cliente do sistema e por ano:

$$SAIDI = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j} \quad (3.5)$$

em que: U_j representa o tempo total anual de interrupção do ponto de carga j .

- Duração média da interrupção do cliente (*CAIDI* - "Customer Average Interruption Duration Index"), expressa em horas por interrupção:

$$CAIDI = \frac{\sum_j U_j N_j}{\sum_j \lambda_j N_j} \quad (3.6)$$

- Disponibilidade média do sistema (*ASAI* - "Average Service Availability Index"):

$$ASAI = \frac{\sum_j N_j \cdot 8760 - \sum_j U_j N_j}{\sum_j N_j \cdot 8760} \quad (3.7)$$

- Energia não fornecida (*END* - "Energy Not Distributed"), expressa em kWh por ano:

$$END = \sum_j L_j U_j \quad (3.8)$$

em que: L_j é a carga média alimentada pelo ponto de carga j .

3.3 Impactos da produção dispersa e micro-redes na fiabilidade

Há certos elementos e condições num SEE que têm impacto ao nível da fiabilidade do sistema. Alguns deles são a Produção Dispersa que tem vindo a crescer consideravelmente e também a integração das micro-redes. Têm sido feitos vários estudos para verificar estes impactos ao nível dos índices, irão ser abordados alguns dos impactos que a PD e as MR têm nos índices de fiabilidade do sistema eléctrico.

Têm sido realizados vários estudos para verificar o impacto que este tipo de produção tem nos índices de fiabilidade do sistema. Vários autores defendem que a PD integrada nos SEE pode permitir o melhoramento dos índices de fiabilidade do sistema. Defendem também que, após ocorrência de falhas, este tipo de produção permita a formação de ilhas. A PD pode, então, levar a uma redução do número de interrupções do sistema, bem como da sua duração. Isto leva a que haja um benefício a nível dos consumidores, produtores, comercializadores e operadores de rede [22, 23, 24].

Também têm sido feitos vários estudos acerca do impacto que as micro-redes têm ao nível dos índices de fiabilidade, tanto individuais como do sistema. Um exemplo é apresentado no artigo [25] em que é exposta uma técnica para avaliar a fiabilidade nos clientes de uma micro-rede. Outro exemplo é apresentado num outro artigo onde é avaliado o impacto da PD na fiabilidade das redes de distribuição com possibilidade de formação de ilhas [26]. Aqui é proposta uma metodologia que considera o impacto da PD nos índices de fiabilidade e considera as restrições da rede e há a possibilidade de deslastrar carga caso a capacidade de produção da micro-rede (ilha) não seja suficiente para abastecer a carga. É referida também a possibilidade de a rede se reconfigurar após um defeito.

Capítulo 4

Simulação de Monte Carlo e metodologia adotada

O método de simulação de Monte Carlo é um método estatístico que permite avaliar fenômenos de caráter probabilístico. É utilizado em muitas áreas do conhecimento e, aplicado aos Sistemas de Potência, é possível estudar a fiabilidade de um sistema elétrico de energia constituído por um certo número de componentes n . Assim, através de sorteio de situações, consegue-se criar uma amostra significativa do comportamento de um sistema, procedendo-se de seguida à sua análise, generalizando deste modo o seu comportamento global através dessa amostra [27].

Como para este tipo de simulações é necessário um esforço computacional bastante elevado, houve necessidade de fazer melhorias ao nível da simulação. Assim, adotaram-se técnicas de aceleração de convergência que, conjuntamente com o avanço tecnológico, permitiram aumentar a aplicabilidade deste método a sistemas de dimensão real. Isto tudo levou a que se comesasse a utilizar a abordagem de simulação em vez da abordagem analítica.

No método de Monte Carlo, existem dois tipos de simulação: a simulação Monte Carlo não-sequencial e a sequencial. Na simulação não-sequencial, o tempo não é uma variável da simulação, ou seja, consiste na contabilização de "fotografias" do sistema, não existindo uma linha de desenvolvimento temporal. Pelo contrário, na simulação sequencial o tempo é tido em consideração, existindo um relógio virtual e, à medida que o tempo vai evoluindo, geram-se sequências de eventos aleatórios, obtendo-se então a "história de vida" dos componentes do sistema. Este método normalmente necessita de um esforço computacional muito maior do que o método não-sequencial [27]. É preciso, então, seleccionar o método mais adequado ao tipo de análise do sistema elétrico que se quer fazer.

Neste trabalho, como se pretende analisar a energia não fornecida aos pontos de carga após a ocorrência de uma avaria, é necessário simular os acontecimentos por ordem cronológica, sendo por isso preciso ter em conta o avanço do tempo. Assim, no sub-capítulo 4.2 será apresentada a

explicação da simulação sequencial.

4.1 Aspetos genéricos

Na simulação de Monte Carlo, começa-se por sortear um estado do sistema, que pode ser um de dois estados possíveis: disponível ou indisponível. Cada um dos estados tem um vetor x associado, em que x_i representa o estado do componente i . A cada estado de cada elemento, está associada uma probabilidade $p(x)$. A análise probabilística de um sistema pode ser calculada determinando o valor esperado da função de análise dos estados do sistema $F(x)$:

$$E(F) = \sum_{x \in X} F(x) \cdot p(x) \quad (4.1)$$

O método de Monte Carlo consiste numa aplicação do princípio probabilístico da amostragem. Assim, começa-se por sortear uma amostra de dimensão N , estimando-se de seguida o valor esperado ou a variância com base nos valores assumidos da amostra. A equação 4.1 pode ser traduzida em termos de variância (σ) para uma variável aleatória X e é calculada da seguinte maneira:

$$V(X) = E([X - E(X)]^2) \quad (4.2)$$

onde $E(X)$ corresponde ao desvio padrão. A expressão anterior traduz que a variância é o valor esperado do quadrado dos desvios.

Para se estimar o valor de $E(F)$ no método de Monte Carlo, este é calculado a partir de um sorteio aleatório de N estados do sistema através da seguinte expressão:

$$\hat{E}(F) = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N F(x_i) \quad (4.3)$$

em que $\hat{E}(F)$ corresponde à estimativa do valor esperado $E(F)$; N corresponde à dimensão da amostra e x_i corresponde ao i -ésimo vetor sorteado da distribuição $p(x)$.

De notar que não corresponde ao valor esperado "verdadeiro", já que num processo de amostragem, o valor médio amostral distribui-se à volta desse valor "verdadeiro". Assim, consegue-se calcular a incerteza da estimativa e pode ser representada por uma variância $V(\hat{E}(F))$ do estimador:

$$V(\hat{E}(F)) = \frac{V(F)}{N} \quad (4.4)$$

em que $V(F)$ corresponde ao valor verdadeiro da variância F .

Num sorteio de Monte Carlo, estabelece-se um critério de paragem ou convergência que é obtido através da incerteza relativa e é baseada num coeficiente de variação β :

$$\beta^2 = \frac{V(\hat{E}(F))}{E(F)^2}$$

(4.5)

em que $V(F)$ é a variância de F e $V(E(F))$ é a variância da amostra de valores esperados das amostras de X e é dada por:

$$V(\hat{E}(F)) = \frac{V(F)}{N} \quad (4.6)$$

e $V(F)$ pode ser obtido por:

$$V(F) = \frac{1}{N-1} \sum (F(x_i) - E(F))^2 \quad (4.7)$$

em que N é a dimensão da amostra a determinar. Assim, o cálculo de N é feito através de:

$$N = \frac{V(F)}{(\beta E(F))^2} \quad (4.8)$$

em que β é a imprecisão máxima que se pretende.

4.1.1 Controlo de convergência

A simulação do método de Monte Carlo necessita de um elevado número de iterações para obter os resultados pretendidos, e como tal exige um esforço computacional bastante elevado. Também o nível de precisão dos resultados pode ser obtido controlando a convergência dos índices de fiabilidade da simulação através de β . Como o número de iterações necessário para obter esta precisão desejada varia consoante a variável escolhida, deve se ter em atenção a melhor opção. Normalmente, utiliza-se a energia não fornecida pois é a variável que apresenta a menor taxa de convergência [28].

Assim, o coeficiente de variação pode ser calculado a cada x iterações e deve ter um valor pré-definido. Normalmente utiliza-se um valor de 5%.

O valor de β pode ser calculado através da expressão 4.8:

$$\beta = \frac{\sqrt{\frac{V(F)}{N}}}{E(F)} \quad (4.9)$$

4.2 Monte Carlo Sequencial

Quando se pretende analisar a fiabilidade de um sistema elétrico de energia com elevado número de componentes, aplica-se o método Monte Carlo para se obter estimativas de valores esperados da probabilidade de haver corte de carga e da potência cortada, bem como obter o valor

esperado da energia não fornecida. Para tal, é realizado um sorteio que pode ser não-sequencial ou sequencial, adequando-se o tipo de sorteio à situação pretendida.

Neste caso, como se pretende simular a operação de uma rede elétrica para estimar a energia não fornecida e se incluem na simulação variáveis sazonais e dependentes do tempo, deve ter-se em consideração a evolução temporal. Assim, utiliza-se o método sequencial.

4.2.1 Modelo de representação dos componentes

Como nesta simulação são incluídas variáveis sazonais, deve-se representar a transição dos estados do sistema tendo em conta a evolução temporal.

São necessárias, por isso, séries de produção e de carga para que, aquando de uma avaria, se consiga proceder aos cálculos do valor da energia não fornecida.

Um exemplo de uma variável sazonal é o caso da produção fotovoltaica. Este tipo de produção varia ao longo do dia, não havendo qualquer produção à noite. É, por isso, importante saber em que momento do dia se deu a avaria na rede a simular para que se consiga proceder ao cálculo da energia não fornecida, tendo em contas as séries de produção e de carga, acompanhando a evolução temporal das fontes.

Assim, para a simulação de Monte Carlo, cria-se uma "história" da vida de cada componente através da geração de números aleatórios para os valores de avaria e reparação, utilizando as devidas funções de distribuição para o elemento avariado.

As linhas e os transformadores são representados por um modelo de dois estados como se pode observar na figura 4.1, em que o estado "Up" corresponde ao estado de funcionamento do elemento e o "Down" corresponde ao estado de avaria [29].

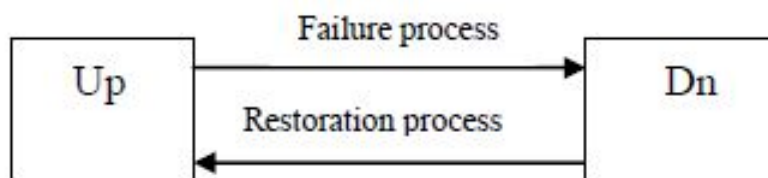


Figura 4.1: Diagrama de estados de cada componente .

O tempo durante o qual o elemento permanece em funcionamento denomina-se tempo de funcionamento (TTF - "time to failure"). O tempo durante o qual o elemento está avariado denomina-se tempo de reparação (TTR - "time to repair"). Simulando a transição destes estados, consegue-se

então obter o tempo de vida de cada componente, como está representado na figura 4.2 representa a história de vida de um componente [29].

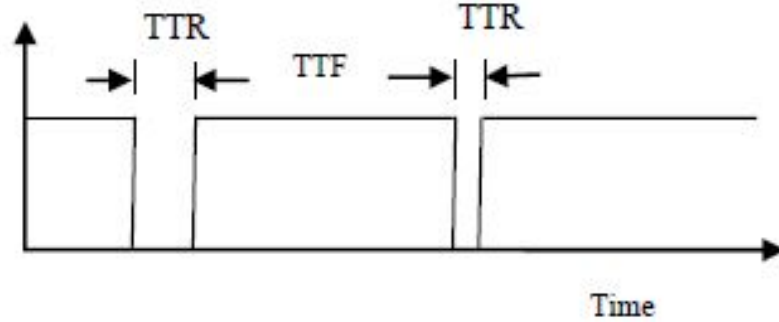


Figura 4.2: História de operação/reparação de cada componente.

Para simular estes tempos, é necessário determinar o tipo de função probabilística mais adequada a cada fenómeno, podendo assim sortear-se os tempos e durações de cada estado. Neste caso, utilizou-se uma função de distribuição exponencial inversa. A função exponencial é dada por:

$$F(t) = (1 - e^{\lambda t}) \quad (4.10)$$

Sendo que a função inversa vem:

$$t = F^{-1}(y) = -\frac{1}{\lambda} \log(y) \cdot 8760 \quad (4.11)$$

Com a equação 4.11, consegue-se calcular o valor do TTF já que se inclui o valor das taxas de avarias (λ).

Para o cálculo do valor de TTR, utiliza-se a mesma equação mas substitui-se o valor das taxas de avaria pela taxa de reparação do componente (μ).

$$\mu = \frac{1}{r} \quad (4.12)$$

Assim, a função utilizada para o cálculo do tempo de reparação do componente será a apresentada na equação 4.13.

$$t = F^{-1}(y) = -\frac{1}{\mu} \log(y) \cdot 8760 \quad (4.13)$$

Após ter estes tempos de funcionamento e avaria dos componentes, calculam-se os índices de fiabilidade individuais e do sistema.

4.2.2 Flexibilidade no Monte Carlo

NA PD, há uma componente da produção que depende de fatores ambientais. No caso das micro-eólicas, a produção está dependente do vento; no caso dos painéis solares fotovoltaicos, estes estão dependentes do sol, o que implica que à noite não haja produção de energia. Aliado a isto, há também uma componente a ter em conta que é a parte relacionada com as cargas. Como se sabe também, nas horas de vazio, há um menor consumo de energia; em contra partida, nas horas de ponta, há um maior consumo desta.

Assim, é necessário ter em conta a evolução temporal da transição dos estados dos componentes do sistema para que, quando haja uma avaria, se possa comparar a curva de carga e a curva de previsões da produção renovável, de modo a poder calcular o valor da energia não fornecida. A variável que relaciona a relação entre a carga e a produção interna da MR é o RCP, que é calculado da seguinte maneira:

$$RCP = \frac{\sum_{i=1}^G P_i}{\sum_{i=1}^C L_i} \quad (4.14)$$

em que: G é o número de sistemas de microgeração, P_i a produção do gerador i e L_i a carga do consumidor i .

Se o $RCP \geq 1$, significa que a MR tem produção interna suficiente para abastecer a totalidade da carga. Caso o RCP seja inferior à unidade, significa que a micro-rede não tem capacidade para abastecer toda a carga quando entram em modo de funcionamento isolado após um defeito na rede MT. Como tal, é necessário deslastrar parte da carga durante o seu funcionamento, o que irá ter consequências sobre os respetivos índices de fiabilidade. A carga que é preciso deslastrar é dada pela seguinte equação:

$$CD = (1 - RCP) \cdot \sum_{i=1}^C L_i \quad (4.15)$$

Para o cálculo do RCP, podem, então, ser adotados 3 métodos:

- método simples, com valor de RCP fixo;
- método mais preciso, em que se faz a análise das curvas de carga e produção para se determinar o valor do RCP;
- método mais sofisticado, em que se sorteia o valor do RCP.

Neste contexto, introduziu-se esta última abordagem mais "sofisticada" para determinar o valor do RCP. Assim, substituiu-se esse método de análise das curvas de carga e produção pelo sorteio do valor do RCP sempre que se dá uma avaria no sistema. É introduzido, assim, o conceito de flexibilidade do método de Monte Carlo, o qual não é possível introduzir nos cálculos pelo método analítico.

4.3 Metodologia de simulação de Monte Carlo Sequencial

4.3.1 Considerações sobre o funcionamento da Rede MT

O objetivo da simulação de Monte Carlo sequencial é simular as avarias na rede de forma sequencial e assim determinar os índices de fiabilidade individuais e do sistema. Para este trabalho, utilizou-se a rede representada na figura 4.3 como referência para desenvolver as bases da ferramenta computacional. Esta rede foi retirada de [21].

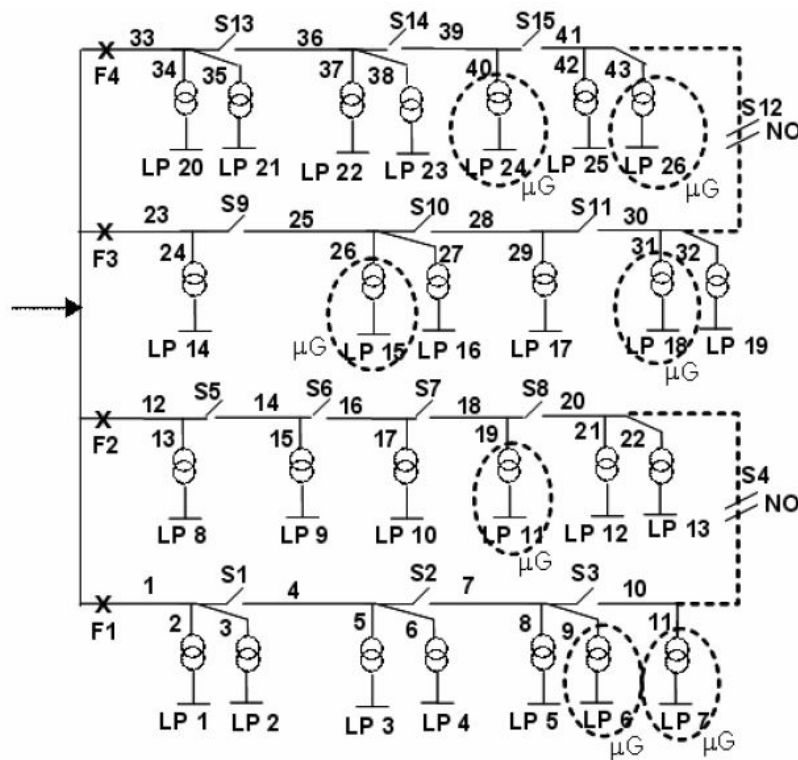


Figura 4.3: Rede MT adotada com micro-redes .

Foram então considerados 3 casos:

- caso em que não se admite reconfiguração da rede (ramos N/A mantêm-se abertos);
- caso em que se admite reconfiguração da rede (ramos N/A fecham);

- caso em que as micro-redes funcionam de modo isolado.

A reconfiguração da rede consiste na realização de manobras (abrir e fechar chaves de interligação e manobra) que permitem alterar a topologia da rede quando é necessário isolar falhas ou restabelecer o abastecimento de energia em caso de avarias, como é o caso de fechar o ramo N/A representado na figura 4.3.

De um modo geral, a rede funciona da seguinte maneira:

- quando ocorre uma falha num ramo MT, o disjuntor dispara e isola-se esse ramo abrindo os equipamentos de manobra ou proteção mais próximos, que são os seccionadores e estão representados pela letra S. A este tempo de abertura está associado um tempo de isolamento;
- verificar se há possibilidade de fechar o ramo N/A ou não (se houver reconfiguração do sistema, o ramo N/A pode fechar; se não houver, o ramo N/A não fecha), estando associado a estas manobras o tempo de reconfiguração da rede;
- restabelece-se a alimentação após ter passado o tempo de reparação do defeito.

Caso existam micro-redes, estas funcionarão em modo isolado da rede MT a montante e, dependendo da relação entre produção e carga (RCP), poderá alimentar a totalidade da carga a si associada.

Para realizar o trabalho proposto, consideraram-se certas simplificações na simulação para que fosse possível desenvolver uma metodologia capaz de simular a operação do sistema. Tiveram-se em conta, então, as seguintes considerações:

- os equipamento de proteção e manobra funcionam instantaneamente, sem falha ou atrasos;
- os ramos N/A estão disponíveis sempre que sejam precisos e conseguem abastecer toda a carga necessária, não tendo nenhuma restrição associada;
- os disjuntores funcionam sem falha;

4.3.2 Metodologia adotada

O procedimento da simulação desenvolvida neste trabalho seguiu o seguinte algoritmo:

- **Passo 1:** definir os dados do sistema, tais como a localização dos componentes, a taxa de avarias, o tempo de isolamento, o tempo de reparação, o tempo de reconfiguração, etc;
- **Passo 2:** definir o número de anos da simulação 'N';
- **Passo 3:** definir se há reconfiguração ou não, bem como se há micro-redes ou não;

- **Passo 4:** simulação começa e inicializa o contador do tempo $t=0$;
- **Passo 5:** gera-se um número aleatório $[0-1]$ para cada elemento do sistema e convertem-se esses números em tempos de falha (TTF) baseados nas distribuições das taxas de avarias. O TTF pode ser calculado utilizando a equação 4.11 referida anteriormente.
- **Passo 6:** encontrar o elemento com o valor mais baixo de TTF para saber qual vai ser o primeiro elemento a avariar;
- **Passo 7:** o contador do tempo é atualizado somando esse tempo ($t = t + \text{TTF}$);
- **Passo 8:** gerar o valor de TR para esse mesmo elemento de acordo com a equação 4.13 e somar esse valor ao contador do tempo ($t = t + \text{TTF} + \text{TTR}$);
- **Passo 9:** gerar um número aleatório e convertê-lo num novo tempo TTF para o mesmo elemento;
- **Passo 10:** verificar quais as cargas afetadas pela avaria desse elemento tendo em conta a configuração da rede, contabilizar o número de interrupções em cada ramo e nas cargas totais;
- **Passo 11:** se o tempo de simulação ou o critério de convergência ainda não foi atingidos ($t < T$ ou $\beta > 5\%$), ir para o **Passo 5**. Se o tempo de simulação ou o critério de convergência já foram atingidos ($t = T$ ou $\beta < 5\%$), calcular os índices de fiabilidade individuais para as cargas para os anos simulados.
- **Passo 12:** calcular os índices de fiabilidade do sistema para os anos simulados, utilizando as equações 3.3, 3.4, 3.5, 3.6 e 3.8.

Na figura 4.4 é apresentado o fluxograma geral que representa o processo de simulação. Este fluxograma foi aplicado nas bases da ferramenta desenvolvida.

Fica assim apresentada a metodologia de uma maneira simplista e geral do desenvolvimento do algoritmo que, no ponto seguinte, será apresentado com mais detalhe.

4.4 Algoritmo utilizado

Para desenvolver estas bases da ferramenta, utilizou-se a linguagem de programação *MATLAB*. De seguida, será explicado o raciocínio utilizado para o seu desenvolvimento. A rede MT adotada está na figura 4.3 atrás representada, e foi retirada de [21]. Os ramos N/A são representados em traço interrompido e as MR são representadas por elipses a traço interrompido também.

Como se pode observar, a rede apresenta 4 *feeders*. Para facilitar a simulação e a organização dos dados, dividiu-se a rede nos respetivos *feeders*, associando a cada um deles as características dos ramos MT e BT contidos, bem como das micro-redes. Assim, criou-se uma tabela para

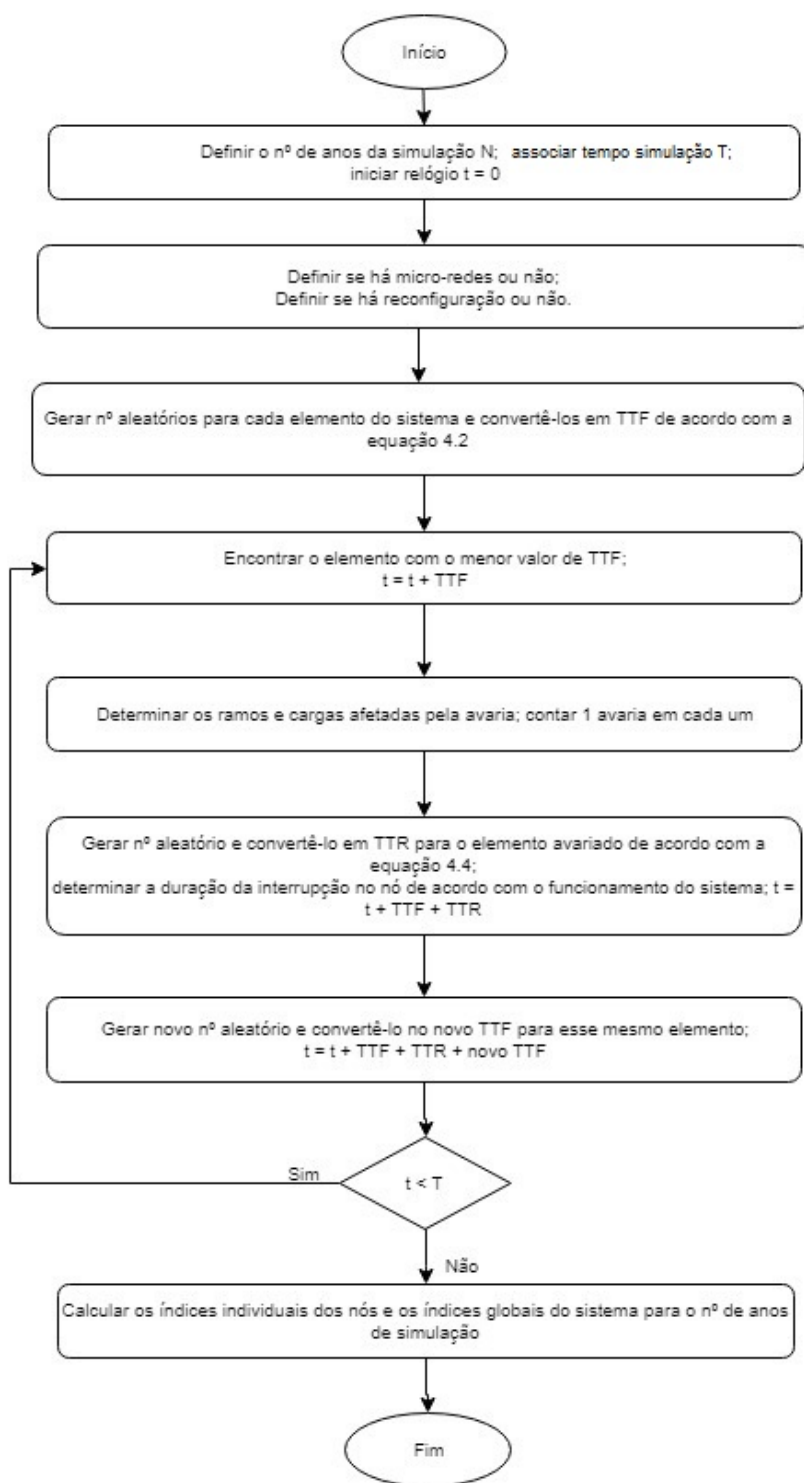


Figura 4.4: Fluxograma - Simulação do Método de Monte Carlo.

cada *feeder* chamada "Impacto" e determinou-se o impacto que a avaria de um ramo MT teria na respectiva rede, nomeadamente o que ficaria em isolamento, em reparação e, caso houvesse, o que

ficaria em reconfiguração. Também se determinou o impacto que cada avaria teria nos tempos de interrupção da carga tendo em conta os tempos respetivos de isolamento, reconfiguração e reparação. Na figura 4.5 está representada a área de trabalho do MATLAB onde as bases da ferramenta foram desenvolvidas.

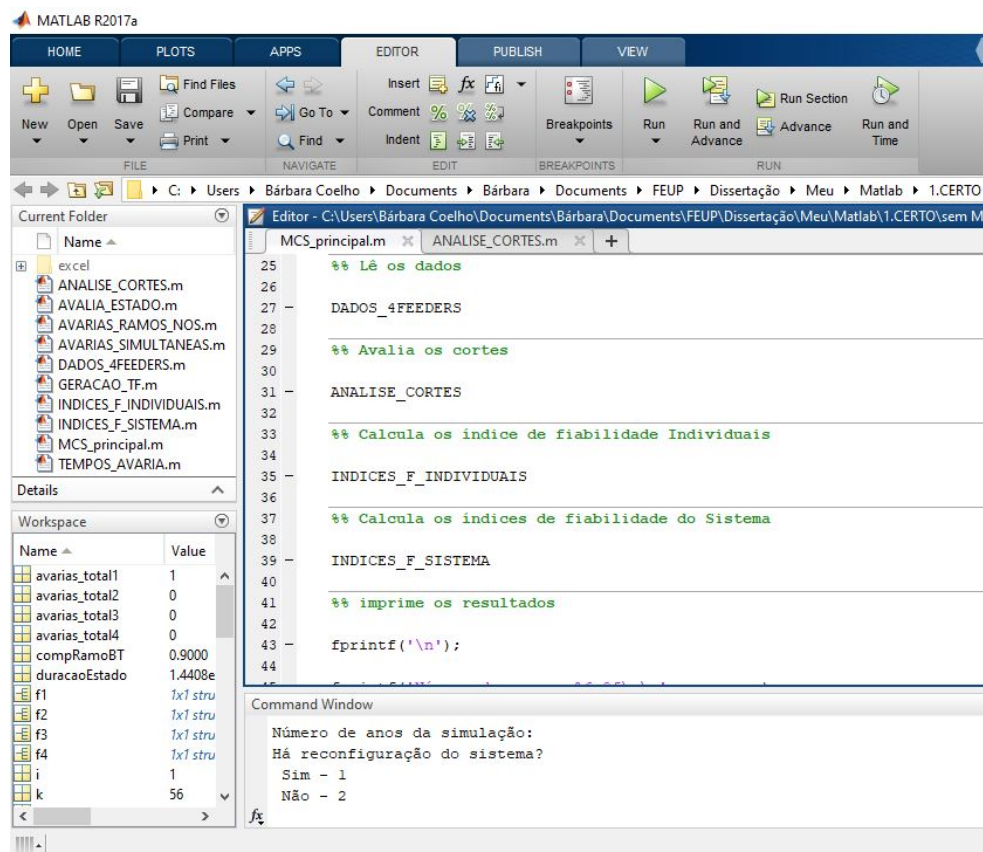


Figura 4.5: Área de trabalho no MATLAB.

De seguida, sortearam-se os tempos de funcionamento para cada ramo MT e BT, de acordo com a equação 4.11 atrás referida e adicionaram-se estes tempos a um só vetor. Após ter sido identificado o tempo mínimo, associou-se ao ramo, o que significa que será o ramo a avariar. Seguidamente, criou-se uma função para identificar o estado do sistema, com a finalidade de analisar o estado do sistema naquele momento. Se o estado atual é de funcionamento, o próximo estado será de avaria e sorteia o tempo de reparação TTR; se o estado atual é de avaria, o próximo estado será de funcionamento e sorteia um novo TTF. Assim, vai adicionando as avarias nos ramos correspondentes e analisando o impacto que estas avarias têm nos restantes ramos e cargas. No fim, serão calculados os índices individuais das cargas bem como os índices globais do sistema.

Para entender melhor o funcionamento da rede, será dado um exemplo concreto em caso de avaria do ramo 4, p.e., para a rede com possibilidade de reconfiguração e a rede sem possibilidade de reconfiguração.

Rede sem possibilidade reconfiguração:

- ao avariar o ramo 4, o disjuntor F1 dispara, a proteção S1 abre e a rede a jusante de 4 é recuperada após o tempo de reparação da avaria; a rede a montante de 4 é recuperada após o tempo de isolamento da avaria.

Rede com possibilidade de reconfiguração:

- ao avariar o ramo 4, o disjuntor F1 dispara, a proteção S1 abre, a rede a montante de 4 é recuperada após o tempo de isolamento da avaria, S2 abre e S4 fecha, sendo a rede a jusante de 4 recuperada após o tempo de reconfiguração da rede. O trecho da rede que inclui o ramo 4 apenas será posta em funcionamento após o tempo de reparação da avaria.

Para o caso em que as micro-redes estão em funcionamento aquando de uma avaria, estas funcionarão em modo isolado (completamente desligadas da rede MT a montante) e é necessário ter em conta alguns aspetos abaixo descritos.

O processo de isolamento da MR pode, por vezes, falhar. Embora apresente uma baixa probabilidade de acontecer, deve ter-se esse aspeto em conta. Também pode acontecer que os ramos BT das MR apresentem situações de defeito, o que leva a um completo "shut down" desta

Assim, na situação de simulação com micro-redes, é necessário considerar:

- probabilidade de falha no processo de isolamento (P_M);
- probabilidade de "shut down" completo após um defeito interno (P_L);
- relação entre a carga e a produção (RCP);
- carga a deslastrar (CD);

Aquando da inclusão das MR, é necessário sortear o valor de PM. Neste caso, a probabilidade de falha do isolamento considerou-se 0.3 o que significa que, sorteado o valor de PM, valores maiores do que 0.3 significam que a MR se isolou da rede MT a montante corretamente; para valores menores do que 0.3 o processo de isolamento não sucedeu. Aliado a esta ação, está associado um período T_a que corresponde ao tempo preciso para haver sincronização e alteração do modo de operação dos inversores que efetuam a ligação das unidades de MG.

De seguida, é necessário ter em consideração o valor do RCP. Aquando de uma avaria na MR, se o RCP for ≥ 1 , significa que a MR tem capacidade de produção para abastecer todas as cargas.

Caso seja inferior a 1, p.e. igual a 0,7, significa que apenas 70% das cargas no interior da MR serão abastecidas, ficando os restantes 30% sem abastecimento. Isto significa que qualquer avaria exterior às micro-redes terá impacto nesses 30% da carga. Por isso, é necessário ter em conta o RCP de cada micro-rede, dado muito importante principalmente do ponto de vista dos pontos de carga, já que pode afetar o seu abastecimento e, por isso, o seu número de interrupções.

Relativamente ao tempo de interrupção destes 30% das cargas não abastecidas, o tempo que estas estarão sem abastecimento será, naturalmente, igual ao tempo de reparação da avaria da rede MT. O fluxograma associado a esta parte da ferramenta está representado na figura 4.6.

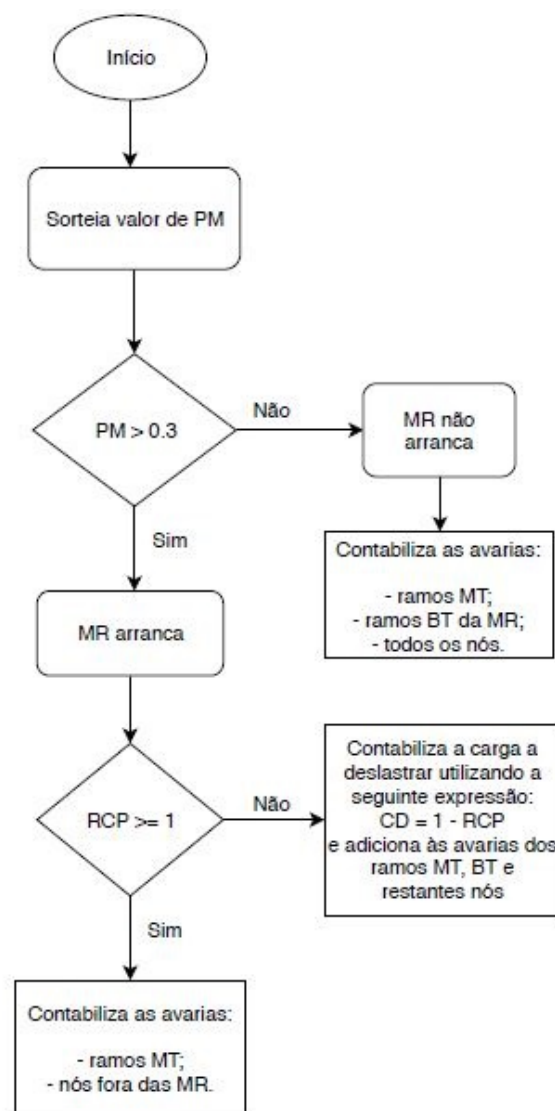


Figura 4.6: Análise do funcionamento da MR.

Assim, efetuou-se a simulação com a inclusão das micro-redes e com possibilidade de reconfiguração. De lembrar que neste trabalho não se consideraram as restrições técnicas relativamente à capacidade dos ramos da rede MT.

Para determinar a variabilidade entre a carga e a produção, adotou-se uma forma de simular a incerteza das fontes renováveis através do sorteio de variação da relação entre a carga e a produção das micro-redes (RCP). O RCP passa então a variar entre 0.5 e 1. O raciocínio tido em termos de valor do RCP foi o mesmo que está representado no fluxograma da figura 4.6, para $RCP = 1$ ou $RCP < 1$.

O processo consiste no seguinte: quando ocorre uma avaria e há integração de micro-redes, o utilizador da ferramenta tem a possibilidade de escolher se o RCP é fixo ou irá variar. Para proceder a esta última simulação, terá de escolher a opção do RCP a variar entre [0.5;1]. De seguida, será sorteado o valor de PM para verificar se a micro-rede consegue arrancar corretamente ou não. Assim, se PM for maior do que 0.3, significa que a micro-rede arrancará corretamente. É necessário, então verificar o valor do RCP. Caso o RCP sorteado seja igual a 1, significa que todas as cargas internas às micro-redes irão ser abastecidas na totalidade. Assim, contabilizam-se as avarias apenas nos ramos de MT e nos nós fora das micro-redes. Por exemplo, se ocorrer uma avaria no *feeder 1* no ramo 4 de MT, caso as micro-redes tenham arrancado corretamente e o RCP da micro-rede 6 seja igual a 1, significa que essa avaria não irá afetar o ponto de carga 6. Como tal, apenas se contabiliza uma interrupção nos restantes ramos MT do *feeder 1* e nos pontos de carga exteriores à MR (LP1, LP2, LP3, LP3, LP5). Relativamente ao ponto carga LP7, o raciocínio é o mesmo: a carga interna à micro-rede do ponto 7 será afetada consoante o valor sorteado do RCP.

Capítulo 5

Simulação e resultados

5.1 Representação da rede de distribuição

A rede de média tensão adotada para este trabalho está representada na Figura 4.3 e permite simular redes MT com e sem a possibilidade de reconfiguração. Utilizando esta possibilidade consegue-se simular a existência de redes rurais (que possuem estrutura radial) e redes urbanas (que possuem estrutura em anel e são exploradas em regime de anel aberto). As características da rede são apresentadas nas tabelas seguintes.

A tabela 5.1 apresenta os dados de fiabilidade para a rede MT e a tabela 5.2 apresenta os comprimentos dos ramos desta rede.

Tabela 5.1: Dados relativos à rede MT.

λ_{MT} (av/ano.km)	r_{MT} (h)	$t_{repar.}$ (h)	$t_{isol.}$ (h)	$t_{reconf.}$ (h)
0.04	30	30	3	3,5

Tabela 5.2: Comprimentos dos ramos da rede MT.

Ramo MT	L (km)
1, 6, 9, 13, 14, 18, 21, 25, 27, 31, 35, 36, 39, 42	0,50
4, 7, 8, 12, 15, 16, 19, 22, 26, 28, 30, 33, 37, 40	0,65
2, 3, 5, 10, 11, 17, 20, 23, 24, 29, 32, 34, 38, 41, 43	0,80

Na tabela 5.3 estão representadas as características das cargas a alimentar. Foram considerados dois tipos:

- as cargas MT que representam postos de transformação que alimentam as redes de distribuição BT (RDBT);

- as cargas que representam consumidores diretamente alimentados pela rede MT (CMT).

As redes BT consideradas são constituídas por um ramo que apresenta as características presentes na tabela 5.4.

Quanto às MR, as características consideradas neste trabalho são apresentadas na tabela 5.5.

Tabela 5.3: Características das cargas MT.

Ponto de carga	P (kW)	Número consumidores	Tipo
1, 20	800	210	RDBT
2, 21	600	210	RDBT
4, 6, 15, 25	500	240	RDBT
9-11, 13, 26	600	195	RDBT
3, 8	600	1	CMT
5, 17, 23	700	1	CMT
7, 14, 18, 22, 24	300	15	CMT
12, 16, 19	700	1	CMT

Tabela 5.4: Características dos ramos das redes BT.

λ_{BT} (av/ano.km)	r_{BT} (h)	Comprimento (km)
0,04	20	0,9

Tabela 5.5: Dados relativos às micro-redes.

P_L	P_M	T_a (h)
0	0,3	0,25

Neste trabalho, considerou-se P_L igual a zero.

Para analisar melhor o impacto que as micro-redes têm nos índices de fiabilidade dos sistemas de distribuição, consideraram-se três modos de operação das redes de distribuição, tal como se mostra na tabela 5.6. O modo de operação A e B permitem comparar o impacto que a possibilidade de reconfiguração do sistema tem ao nível dos índices de fiabilidade. Quanto ao modo de operação C, quando da inclusão das micro-redes em modo isolado, admite-se que estas permanecem isoladas da rede MT a montante até à reparação do defeito e restabelecimento da rede MT.

Nos pontos seguintes, serão apresentados os resultados obtidos nas simulações com as bases da ferramenta desenvolvida. Os resultados apresentados serão os índices de fiabilidade individuais de determinados pontos de carga mais relevantes para a análise que se pretende fazer. Serão expostos, também, os índices globais do sistema. A simulação foi feita para 30 000 anos.

Tabela 5.6: Formas de operação da rede de distribuição.

	A	B	C
Reconfiguração	Não	Sim	Sim
Micro-redes	Não	Não	Sim

Para validar estes valores, será feita uma comparação com os valores tabelados no Anexo A. Estes valores correspondem aos valores teóricos calculados no trabalho respectivo para a rede em questão, tendo sido aplicadas as equações teóricas correspondentes ao cálculo dos índices de fiabilidade. Estas equações são apresentadas no estudo.

5.2 Caso base

5.2.1 Rede com e sem possibilidade de reconfiguração

A tabela 5.7 mostra os índices de fiabilidade individuais obtidos dos pontos de carga mais relevantes. Como se pode observar, os pontos de carga 6, 11, 15 e 26 são micro-redes, já os pontos 10 e 17 funcionam como uma rede de distribuição BT tradicional.

Comparando os resultados obtidos com os apresentados na tabela A.1 em anexo (colunas A e B), constata-se que estes valores são muito semelhantes. De notar que, ao nível da indisponibilidade média anual (U), os valores da coluna B, que corresponde à operação da rede com possibilidade de efetuar ações de reconfiguração, melhoraram comparativamente ao caso em que não há possibilidade de reconfiguração. Também o tempo médio de reparação (r) apresenta uma melhoria significativa. Naturalmente, o valor da energia não fornecida também melhora, já que se há uma menor indisponibilidade de energia fornecida, significa que os pontos de carga vão estar menos tempo sem serem abastecidos, o que implica menores valores de END.

Já ao nível de taxa de avarias (λ), esse valor manteve-se constante. Isto verifica-se porque a capacidade de uma rede para se reconfigurar após uma avaria interfere apenas ao nível dos tempos de atuação da mesma, ou seja, a taxa de avarias continua a ser a mesma, o que vai diminuir são os tempos da indisponibilidade média anual (U) e os tempos médios de reparação de cada ponto de carga.

Relativamente aos índices de fiabilidade do sistema, as conclusões acima retiradas mantêm-se também, como se pode observar pela tabela 5.8, apenas há melhoria ao nível da duração das interrupções e, conseqüentemente, ao nível da energia não fornecida, que diminui.

Novamente, para validar estes resultados, pode fazer-se a comparação com os valores tabelados em anexo na tabela A.2 (colunas A e B).

Tabela 5.7: Índices de fiabilidade individuais para a rede com e sem reconfiguração.

Carga MT	Índices	A	B
6	λ (av./ano)	0,335	0,335
	U (h/ano)	7,927	3,690
	r (h)	23,692	11,029
	END (kWh/ano)	3963,25	1845,02
10	λ (av./ano)	0,3111	0,3112
	U (h/ano)	5,6520	3,2140
	r (h)	18,1640	10,3290
	END (kWh/ano)	3391,22	1928,42
11	λ (av./ano)	0,31017	0,31017
	U (h/ano)	6,862	2,855
	r (h)	22,125	9,204
	END (kWh/ano)	4117,4	1712,79
15	λ (av./ano)	0,299	0,299
	U (h/ano)	4,901	3,208
	r (h)	16,388	10,723
	END (kWh/ano)	2450,483	1603,367
17	λ (av./ano)	0,2639	0,264
	U (h/ano)	5,7769	2,433483
	r (h)	21,888	9,220
	END (kWh/ano)	4043,83	1703,438
26	λ (av./ano)	0,322	0,322
	U (h/ano)	9,304	3,923
	r (h)	28,900	12,185
	END (kWh/ano)	5582,4	2353,64

Tabela 5.8: Índices de fiabilidade para o sistema sem micro-redes.

	A	B
SAIFI (int./ano.cliente))	0,3196	0,3196
SAIDI (h/(ano.cliente))	6,0212	3,5378
CAIDI (h/int.)	18,8402	11,0698
ASAI	0,9993	0,9996
END (kWh/ano)	85948	46698

5.3 Integração de micro-redes

Com o caso base a funcionar, o próximo passo foi considerar o funcionamento das MR. A rede elétrica foi simulada para 300000 anos. Assim, os seguintes pontos de carga funcionarão como uma MR:

- 6 e 7 do *feeder 1*;
- 11 do *feeder 2*;
- 15 e 18 do *feeder 3*;

- 26 do feeder 4.

De modo a poder validar as bases da ferramenta com a integração das MR, efetuou-se uma comparação dos valores obtidos para uma simulação com o $RCP \geq 1$ e de seguida para $RCP = 0.7$ com os valores obtidos no estudo até então utilizado para validar os resultados simulados. Esses resultados encontram-se no Anexo A.

5.3.1 $RCP \geq 1$

Após simulação da rede com inclusão de MR e $RCP \geq 1$, obtiveram-se os resultados apresentados na coluna C da tabela 5.9.

Tabela 5.9: Índices de fiabilidade individuais para os casos sem e com micro-redes com $RCP \geq 1$.

Carga MT	Índices	A	B	C
6	λ (av./ano)	0,335	0,335	0,125
	U (h/ano)	7,927	3,690	0,735
	r (h)	23,692	11,029	5,861
	END (kWh/ano)	3963,25	1845,0167	367,250
10	λ (av./ano)	0,311	0,311	0,310533
	U (h/ano)	5,654	3,214	3,158
	r (h)	18,164	10,329	10,168
	END (kWh/ano)	3391,22	1928,42	1894,584
11	λ (av./ano)	0,310	0,310	0,118453
	U (h/ano)	6,862	2,855	0,738
	r (h)	22,125	9,204	6,234
	END (kWh/ano)	4117,4	1712,79	443,065
15	λ (av./ano)	0,299	0,299	0,115337
	U (h/ano)	4,901	3,207	0,736
	r (h)	16,3875	10,723	6,379
	END (kWh/ano)	2450,483	1603,367	367,909
17	λ (av./ano)	0,264	0,264	0,265
	U (h/ano)	5,777	2,435	2,396
	r (h)	21,888	9,220	9,056
	END (kWh/ano)	4043,83	1703,438	1677,408
26	λ (av./ano)	0,3219	0,3219	0,122363
	U (h/ano)	9,304	3,9227	0,7474
	r (h)	28,900	12,185	6,108
	END (kWh/ano)	5582,4	2353,64	448,431

Tal como dito anteriormente, estes resultados foram comparados com os apresentados na tabela A.1 em anexo (coluna C) e verifica-se que estão bastante próximos dos tabelados, o que valida a simulação feita.

Relativamente aos índices de fiabilidade, como se pode observar, as melhorias que ocorreram com a introdução das MR apenas se refletem nos pontos de carga em que estas existem, naturalmente, como é o caso das cargas 6, 11, 15 e 26. As melhorias ocorreram tanto ao nível das taxas de avarias (λ) como da indisponibilidade média anual (U), tempo médio de reparação (r) e energia não fornecida (END).

Verifica-se também que houve uma melhoria nas taxas de avaria comparativamente aos valores da coluna A e B, sendo mais significativa a variação dos valores da simulação sem inclusão da MR e sem possibilidade reconfiguração (coluna A) para a coluna em que se inclui a MR (coluna C).

Nos pontos de carga onde não há MR (cargas 10 e 17), os valores dos índices de fiabilidade individuais mantiveram-se iguais aos obtidos no caso em que há reconfiguração da rede MT mas não se considera a inclusão das MR (coluna B). Isto deve-se ao facto de que, aquando da simulação com as MR, considerou-se que havia possibilidade de reconfiguração, daí que os valores se tenham mantido iguais.

Quanto aos índices de fiabilidade do sistema, por observação da tabela 5.10 verifica-se que a energia não fornecida diminui com a incorporação das micro-redes no sistema elétrico, o que vem a suportar as conclusões atrás referidas. De modo a validar estes valores, compararam-se com os valores tabelados em anexo na tabela A.2 (coluna C).

Tabela 5.10: Índices de fiabilidade do sistema ($RCP \geq 1$)

	A	B	C
SAIFI (int./ano.cliente))	0,3196	0,3196	0,2535
SAIDI (h/(ano.cliente))	6,0212	3,5378	2,695
CAIDI (h/int.)	18,8402	11,0698	10,6429
ASAI	0,9993	0,9996	0,9997
END (kWh/ano)	85948	46698	38687

5.3.2 RCP = 0.7

De seguida, efetuou-se a simulação com $RCP = 0.7$ para garantir, novamente, que as bases da ferramenta são válida. Assim, obtiveram-se os valores dos índices de fiabilidade individuais apresentados na tabela 5.11.

A tabela 5.11 apresenta os valores para o $RCP = 0.7$ e $RCP \geq 1$. Pode-se observar que os valores dos índices de fiabilidade dos pontos de carga que não incluem MR mantém-se constantes. Já os pontos de carga 6, 11, 15 e 26 aumentaram um pouco para o $RCP = 0.7$. Isto porque, como esclarecido anteriormente, o RCP relaciona a carga com a produção interna das micro-redes. Assim, um $RCP = 0.7$ significa que apenas 70% da carga interna da micro-rede será abastecida,

ficando os outros 30% por abastecer. Sabendo isto, verifica-se que os valores apresentados são fiáveis.

Tabela 5.11: Comparação entre os índices de fiabilidade individuais para $RCP \geq 1$ e $RCP = 0.7$.

Carga MT	Índices	$RCP \geq 1$	$RCP = 0.7$
6	$\lambda (av./ano)$	0,125	0,187
	U (h/ano)	0,735	2,612
	r (h)	5,860	13,898
	END (kWh/ano)	367,250	1305,755
10	$\lambda (av./ano)$	0,311	0,311
	U (h/ano)	3,1577	3,158
	r (h)	10,168	10,168
	END (kWh/ano)	1894,584	1894,584
11	$\lambda (av./ano)$	0,119	0,176
	U (h/ano)	0,738	2,463
	r (h)	6,234	13,999
	END (kWh/ano)	443,065	1477,903
15	$\lambda (av./ano)$	0,115	0,171
	U (h/ano)	0,736	2,402
	r (h)	6,379	14,055
	END (kWh/ano)	367,901	1200,754
17	$\lambda (av./ano)$	0,265	0,265
	U (h/ano)	2,396	2,396
	r (h)	9,056	9,056
	END (kWh/ano)	1677,409	1677,409
26	$\lambda (av./ano)$	0,122	0,183
	U (h/ano)	0,747	2,552
	r (h)	6,108	13,982
	END (kWh/ano)	448,431	1531,095

Na tabela 5.12 abaixo, apresentam-se os valores do $RCP = 0.7$ para comparar os índices de fiabilidade para os casos em que a rede não apresenta MR. Pode-se concluir que, ainda que o RCP seja igual a 0.7 (coluna C), os valores dos índices de fiabilidade individuais continuam a ser menores do que a coluna A e B, o que comprova que, mesmo que a MR não consiga abastecer a totalidade das cargas, continua a ser uma melhoria no que diz respeito à energia não fornecida aos pontos de carga. Para verificação, compara-se com os valores tabelados em anexo na tabela A.3. De notar que estes valores para os pontos de carga 6, 11, 15 e 26 são ligeiramente diferentes dos tabelados. Isto deve-se ao facto de que, no estudo que se tem vindo a ter como referência, os cálculos dos índices para $RCP = 0.7$ terem sido calculados com base nos valores teóricos até então realizados. No presente estudo, como se trata de uma simulação, os valores apresentados são calculados no momento.

No que diz respeito aos valores dos índices de fiabilidade do sistema, pela tabela 5.13 pode-se verificar que para $RCP = 0.7$ os valores são ligeiramente piores, comparativamente aos valores

Tabela 5.12: Comparação dos índices de fiabilidade individuais para a rede sem micro-redes (A e B) e com micro-redes e RCP = 0.7 (C).

Carga MT	Índices	A	B	C
6	$\lambda (av./ano)$	0,335	0,335	0,188
	U (h/ano)	7,927	3,690	2,612
	r (h)	23,692	11,029	13,898
	END (kWh/ano)	3963,25	1845,017	1305,755
10	$\lambda (av./ano)$	0,3112	0,311	0,311
	U (h/ano)	5,652	3,214	3,158
	r (h)	18,164	10,329	10,168
	END (kWh/ano)	3391,22	1928,42	1894,584
11	$\lambda (av./ano)$	0,310	0,310	0,176
	U (h/ano)	6,862	2,855	2,463
	r (h)	22,125	9,204	13,999
	END (kWh/ano)	4117,4	1712,79	1477,903
15	$\lambda (av./ano)$	0,299	0,299	0,1709
	U (h/ano)	4,901	3,207	2,402
	r (h)	16,388	10,723	14,055
	END (kWh/ano)	2450,483	1603,367	1200,754
17	$\lambda (av./ano)$	0,264	0,264	0,265
	U (h/ano)	5,777	2,435	2,396
	r (h)	21,888	9,220	9,056
	END (kWh/ano)	4043,83	1703,438	1677,4088
26	$\lambda (av./ano)$	0,3219	0,3219	0,1825
	U (h/ano)	9,304	3,923	2,552
	r (h)	28,900	12,185	13,982
	END (kWh/ano)	5582,4	2353,64	1531,095

para $RCP \geq 1$, tal como seria de esperar pelas mesmas razões acima mencionadas, devido ao valor da relação entre a carga e produção ser menor do que 1.

Tabela 5.13: Comparação dos índices globais do sistema para $RCP \geq 1$ e $RCP = 0.7$.

	$RCP \geq 1$	$RCP = 0.7$
SAIFI (int./ano.cliente))	0,253	0,276
SAIDI (h/(ano.cliente))	2,695	3,254
CAIDI (h/int.)	10,643	11,827
ASAI	0,9997	0,9996
END (kWh/ano)	38667	44037

Comparando agora os índices de fiabilidade do sistema para $RCP = 0.7$ com os índices de fiabilidade do sistema para os casos sem micro-redes e sem reconfiguração (coluna A) e com reconfiguração (coluna B), verifica-se que a quantidade de energia não fornecida no caso com micro-redes é menor, ainda que o RCP não seja igual a 1. Estes valores podem ser observados na tabela 5.14. Para verificação dos mesmos, fez-se a comparação com os valores tabelados no Anexo A na tabela A.4.

Tabela 5.14: Índices de fiabilidade do sistema para a rede sem micro-redes (A e B) e com micro-redes e RCP = 0.7 (C).

	A	B	C
SAIFI (int./ano.cliente))	0,3196	0,3196	0,276
SAIDI (h/(ano.cliente))	6,0212	3,5378	3,254
CAIDI (h/int.)	18,8402	11,0698	11,827
ASAI	0,9993	0,9996	0,9996
END (kWh/ano)	85948	46698	4404

5.3.3 Flexibilidade da simulação de Monte Carlo

No capítulo 4.2.2, no desenvolvimento das bases da ferramenta, foi apresentada uma forma de simular a incerteza das fontes renováveis, através do sorteio de variação da relação entre a carga e a produção das micro-redes (RCP).

Na simulação de Monte Carlo, quando se dá uma avaria em qualquer ponto da rede, é necessário verificar se há micro-redes ou não. Se houver, é necessário ter em conta esta relação. Para representar então a incerteza das fontes renováveis, sorteou-se a situação do RCP. Assim, criou-se uma variável aleatória em que se sorteou o seu valor entre 0.5 e 1. Escolheu-se esta gama de valores por se achar que são valores razoáveis, embora para se tornar num caso mais realístico, dever-se-ia ter informação mais abrangente e detalhada acerca do funcionamento de cada micro-rede, pois cada micro-rede tem um comportamento próprio, com características de funcionamento que não devem ser generalizadas. Já o comportamento das cargas internas de cada uma também tem um comportamento próprio e deve ser o mais detalhado possível. Feita a simulação tendo em conta este novo conceito, obtiveram-se os resultados apresentados na tabela 5.15.

Apenas serão analisados os pontos de carga correspondentes a micro-redes, já que os restantes pontos não serão afetados pela variação do RCP. Assim, as cargas que irão ser analisadas para o RCP a variar entre [0.5;1] e para o RCP fixo são as cargas 6, 11, 15 e 26.

Feita a simulação com o RCP a variar entre [0.5;1], é interessante comparar-se os resultados com os que se obtiveram aquando de uma simulação com o RCP fixo e igual a 0.75. Como há uma variação dos valores entre 0.5 e 1, sendo a sua média de valores igual a 0.75, é interessante analisar a variação que os resultados têm quando se admite que o RCP varia em torno de 0.75 e quando este valor é fixo.

Como tal, podem-se analisar os valores obtidos que são apresentados na tabela 5.15. Por análise da mesma, verifica-se que os valores dos índices de fiabilidade para os dois casos são da mesma ordem de grandeza. Para a coluna com o RCP a variar entre [0.5;1] estes valores são maioritariamente maiores relativamente aos valores com o RCP fixo, como se pode concluir analisando os valores da energia não fornecida que são ligeiramente maiores do que os obtidos para o valor

fixo do RCP.

Isto significa então que, em geral, os índices de fiabilidade são piores quando o RCP é posto a variar. A razão pela qual isto acontece é que, como estes resultados dependem dos valores do RCP, sendo o RCP uma função de carga e produção, é natural que os índices de fiabilidade não sejam lineares e haja, por isso, uma variação destes (tanto podem ser maiores, como menores). Não há, então, uma compensação do efeito do RCP alto pelos valores mais baixos. Assim, será mais correto utilizar o RCP a variar entre [0.5;1] do que o RCP fixo e igual a 0.75.

Tabela 5.15: Variação dos índices fiabilidade individuais para RCP a variar entre [0.5;1] e para RCP = 0.75.

Carga MT	Índices	RCP a variar entre [0.5;1]	RCP = 0.75
6	λ (av./ano)	0,190	0,178
	U (h/ano)	2,31	2,30
	r (h)	12,975	12,95
	END (kWh/ano)	1152,95	1149,34
11	λ (av./ano)	0,1204	0,1664
	U (h/ano)	2,181	2,176
	r (h)	18,12	13,08
	END (kWh/ano)	1308,45	1305,43
15	λ (av./ano)	0,117	0,162
	U (h/ano)	2,118	2,1239
	r (h)	18,0725	13,142
	END (kWh/ano)	1059,01	1061,947
26	λ (av./ano)	0,124	0,173
	U (h/ano)	2,252	2,251
	r (h)	18,11	13,05
	END (kWh/ano)	1351,07	1350,65

Quanto aos índices de fiabilidade do sistema, os valores para o RCP a variar acabam por ser ligeiramente superiores no que diz respeito à indisponibilidade do sistema (CAIDI) e à energia não fornecida (END), como se pode verificar nos valores da tabela 5.16. Relativamente à taxa de interrupções por ano, por cliente (SAIFI), verifica-se que este valor é ligeiramente inferior quando o RCP fixo e igual a 0.75. Justifica-se com o facto de não haver compensação do efeito do RCP alto pelos valores mais baixos.

Tabela 5.16: Variação dos índices fiabilidade do sistema para RCP a variar entre [0.5;1] e para RCP = 0.75.

	RCP a variar entre [0.5;1]	RCP = 0.75
SAIFI (int./ano.cliente))	0,262	0,2726
SAIDI (h/(ano.cliente))	3,1605	3,16
CAIDI (h/int.)	12,0634	11,5919
ASAI	0,9996	0,9996
END (kWh/ano)	43126	43122

Capítulo 6

Conclusões e Desenvolvimentos Futuros

Com o desenvolvimento das bases desta ferramenta computacional, conseguiu-se avaliar a fiabilidade de um sistema elétrico ativo de energia com integração de micro-redes.

Esta metodologia consiste numa avaliação estocástica e sequencial de um processo de simulação de estados de falha e funcionamento. O tempo é uma componente importante neste estudo já que as fontes de energia renováveis são intermitentes e variam ao longo do dia consoante o tipo de energia utilizada, sendo por isso importante ter em consideração esta variabilidade temporal.

Para este trabalho, consideraram-se certas simplificações para possibilitar o desenvolvimento de uma metodologia capaz de efetuar a simulação de operação de uma rede elétrica com incorporação de micro-redes. Assim, consideraram-se as seguintes simplificações:

- os equipamento de proteção e manobra funcionam instantaneamente, sem falha ou atrasos;
- os ramos N/A estão disponíveis sempre que sejam precisos;
- não há qualquer tipo de limitação referente à capacidade que os ramos N/A têm em abastecer a carga necessária, não tendo nenhuma restrição associada;;
- os disjuntores funcionam sem falha;

Estas considerações podem afetar os índices de fiabilidade individuais e do sistema. Por exemplo, ao não se considerar a possibilidade de falha dos equipamentos de manobra e proteção, leva a que haja um menor número de interrupções.

6.1 Conclusões

Para avaliar o desempenho das bases para a ferramenta desenvolvida, compararam-se várias situações de funcionamento da rede .

Primeiro, analisou-se o funcionamento da rede sem inclusão de micro-redes e sem capacidade de reconfiguração tendo em conta os índices de fiabilidade individuais e globais do sistema. Estes valores foram comparados com a rede sem inclusão de micro-redes mas com capacidade de reconfiguração. Concluiu-se que, com reconfiguração, tanto os índices de fiabilidade individuais como os índices globais do sistema são melhorados.

De seguida, introduziram-se as micro-redes e fez-se variar a relação entre a carga e produção interna da micro-rede (RCP). Para um $RCP \geq 1$ significa que as micro-redes têm produção suficiente para abastecer a totalidade da sua carga. Como tal, os índices de fiabilidade individuais e do sistema melhoraram em relação aos dois casos em que não há inclusão de micro-redes. A melhoria é significativa tanto no caso em que a rede não tem capacidade de reconfiguração e no caso em que tem essa capacidade. Na análise desses mesmo índices para um $RCP = 0.7$, que significa que as micro-redes não têm capacidade de produção interna suficiente para abastecer a totalidade das cargas. O valor 0.7 significa que apenas 70% das cargas internas às micro-redes serão abastecidos. Para analisar este impacto de redução do RCP, compararam-se os valores obtidos com aqueles em que o $RCP \geq 1$. Conclui-se, então, que os índices de fiabilidade individuais e globais do sistema são piores.

Por fim, introduziu-se o conceito de flexibilidade do método de simulação do Monte Carlo em relação aos métodos analíticos. Substitui-se o cálculo do valor do RCP mais preciso, comparando a curva de carga das micro-redes com a curva de previsão da produção renovável, por um método mais sofisticado, em que se sorteia o valor do RCP sempre que ocorre uma avaria. Para o sorteio do RCP, utilizou-se um intervalo de valores entre 0.5 e 1 e compararam-se os valores com o RCP fixo e igual a 0.75, já que corresponde à média do intervalo em que o RCP varia (entre 0.5 e 1). Por análise dos dois casos, verifica-se que os resultados dos índices de fiabilidade para o RCP a variar entre [0.5;1] são predominantemente maiores comparativamente aos obtidos com o RCP fixo e igual a 0.75. Isto significa que os valores mais altos do RCP não são compensados pelos valores mais baixos, sendo por isso mais correto utilizar o valor do RCP a variar naquele intervalo em vez do RCP fixo e igual a 0.75.

Após o desenvolvimento das bases da ferramenta computacional, confirmou-se que a inclusão das micro-redes numa rede de distribuição melhora os índices de fiabilidade individuais e do sistema após a ocorrência de uma avaria.

Aquando da inclusão das micro-redes, constatou-se também que o valor da relação entre a carga e produção interna da própria micro-rede (RCP) tem influência, tanto nos valores dos índices de fiabilidade individuais, como nos índices do sistema. Confirmou-se que, se o RCP for menor que a unidade, significa que a micro-rede não tem capacidade de produção interna suficiente para alimentar a totalidade da carga dos consumidores nela integrados. Nesse caso, é necessário deslastrar parte da carga o que implica que haja uma maior quantidade de energia não fornecida.

6.2 Desenvolvimentos futuros

No que diz respeito a desenvolvimentos futuros, um aspeto a melhorar será o cálculo do RCP. Este valor pode ser calculado com maior precisão, mas é necessária a recolha de informação mais abrangente e detalhada acerca do funcionamento de cada micro-rede e das respetivas cargas. Assim, tendo as curvas de carga e de produção detalhadas, será possível calcular o RCP mais corretamente.

Anexo A

Tabelas

A.1 Tabela 1 - Índices fiabilidade individuais teóricos para $RCP \geq 1$.

Tabela A.1: Índices fiabilidade individuais teóricos para o caso sem micro-redes sem reconfiguração (A) e com reconfiguração (B) e o caso com micro-redes e $RCP \geq 1$ (C).

Carga MT	Índices	A	B	C
6	$\lambda (av./ano)$	0,334	0,334	0,125
	U (h/ano)	7,932	3,639	0,74235
	r (h)	23,7485	10,8952	5,9199
	END (kWh/ano)	3966,0	1819,5	371,2
10	$\lambda (av./ano)$	0,310	0,310	0,310
	U (h/ano)	5,592	3,154	3,154
	r (h)	18,0387	10,1742	10,1742
	END (kWh/ano)	3355,2	1892,4	1892,4
11	$\lambda (av./ano)$	0,310	0,310	0,118
	U (h/ano)	6,834	2,859	0,741
	r (h)	22,045	9,223	6,265
	END (kWh/ano)	4100,4	1715,4	444,3
15	$\lambda (av./ano)$	0,302	0,302	0,116
	U (h/ano)	5,028	3,332	0,740
	r (h)	16,649	11,033	6,390
	END (kWh/ano)	2514,0	1666,0	370,0
17	$\lambda (av./ano)$	0,266	0,266	0,266
	U (h/ano)	5,874	2,429	2,429
	r (h)	22,083	9,132	9,132
	END (kWh/ano)	4111,8	1700,3	1700,3
26	$\lambda (av./ano)$	0,322	0,322	0,122
	U (h/ano)	9,3000	3,947	0,741
	r (h)	28,882	12,258	6,087
	END (kWh/ano)	5580,0	2368,2	444,9

A.2 Tabela 2 - Índices fiabilidade sistema teóricos para $RCP \geq 1$.

Tabela A.2: Índices de fiabilidade do sistema teóricos para o caso sem micro-redes sem reconfiguração (A) e com reconfiguração (B) e o caso com micro-redes e $RCP \geq 1$ (C).

	A	B	C
SAIFI (int./ano.cliente))	0,320	0,320	0,257
SAIDI (h/(ano.cliente))	6,029	3,464	2,603
CAIDI (h/int.)	18,863	10,837	10,146
ASAI	0,99931	0,99960	0,99970
END (kWh/ano)	86244	45514	37508

A.3 Tabela 3 - Índices fiabilidade individuais teóricos para $RCP=0.7$.

Tabela A.3: Índices de fiabilidade individuais teóricos para o caso sem micro-redes sem reconfiguração (A) e com reconfiguração (B) e o caso com micro-redes e $RCP = 0.7$ (C).

Carga MT	Índices	A	B	C
6	$\lambda(av./ano)$	0,334	0,334	0,188
	U (h/ano)	7,932	3,639	2,899
	r (h)	23,7485	10,8952	15,423
	END (kWh/ano)	3966,0	1819,5	1449,6
10	$\lambda(av./ano)$	0,310	0,310	0,310
	U (h/ano)	5,592	3,154	3,154
	r (h)	18,0387	10,1742	10,1742
	END (kWh/ano)	3355,2	1892,4	1892,4
11	$\lambda(av./ano)$	0,310	0,310	0,176
	U (h/ano)	6,834	2,859	2,584
	r (h)	22,045	9,223	14,664
	END (kWh/ano)	4100,4	1715,4	1550,5
15	$\lambda(av./ano)$	0,302	0,302	0,172
	U (h/ano)	5,028	3,332	2,026
	r (h)	16,649	11,033	11,805
	END (kWh/ano)	2514,0	1666,0	1013,2
17	$\lambda(av./ano)$	0,266	0,266	0,266
	U (h/ano)	5,874	2,429	2,429
	r (h)	22,083	9,132	9,132
	END (kWh/ano)	4111,8	1700,3	1700,3
26	$\lambda(av./ano)$	0,322	0,322	0,182
	U (h/ano)	9,3000	3,947	3,331
	r (h)	28,882	12,258	18,265
	END (kWh/ano)	5580,0	2368,2	1998,6

A.4 Tabela 4 - Índices fiabilidade sistema teóricos para RCP=0.7

Tabela A.4: Índices de fiabilidade individuais teóricos para o caso sem micro-redes sem reconfiguração (A) e com reconfiguração (B) e o caso com micro-redes e RCP = 0.7 (C).

	A	B	C
SAIFI (int./ano.cliente))	0,320	0,320	0,276
SAIDI (h/(ano.cliente))	6,029	3,464	3,234
CAIDI (h/int.)	18,863	10,837	11,731
ASAI	0,99931	0,99960	0,99963
END (kWh/ano)	86244	45514	44110

Referências

- [1] KP Introduction | UNFCCC. Kyoto protocol. Disponível em <https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol>, acessado a última vez em 14 de junho de 2018.
- [2] Direção-Geral de Energia e Geologia. Política energética / energy policy. Disponível em <http://www.dgeg.gov.pt/>, acessado a última vez em 15 de junho de 2018.
- [3] Decreto-lei nº 363/2007. d.r. série i de 2007-11-02.
- [4] M. Aslam A. Hussaina, S. M. Arif. Emerging renewable and sustainable energy technologies: State of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 71:12–28, 2017.
- [5] G. Strbac N. Jenkins, J. B. Ekanayake. *Distributed Generation*. Renewable Energy Series 1. IET - The Institution of Engineering and Technology, London 2010.
- [6] F. Maciel Barbosa. Análise da fiabilidade da rede de transporte e distribuição, Janeiro 2013.
- [7] G. Lorenz P. Mandatova J. Tello D. Trebolle, P. Hallberg. Active distribution system management. *22nd International Conferenec on Electricity Distribution*, página 1378, Stockholm, junho 2013.
- [8] J. Mutale P. Djapic N. Jenkins J. A. Peças Lopes, N. Hatziargyriou. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric Power Systems Research*, julho 2007.
- [9] Projecto europeu de investigação e desenvolvimento sobre micro-redes. URL: <http://www.microgrids.eu/default.php>.
- [10] M. Aragiús-Peñalba F. Girbau-Llistuella P. Olivella-Rosell A. Sumper E. Bullich-Massagué, F. Díaz-González. Microgrid clustering architectures. *Applied Energy*, 212:340–361, 2018.
- [11] M. F. Conlon L. Mariam, M. Basu. Microgrid: Architecture, policy and future trends. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 64:447–489, 2016.
- [12] Carlos C. L. Moreira. Identification and development of microgrids amergency control procedures, julho 2008.
- [13] C. L. Moreira J. A. Peças Lopes, A. G. Madureira. A view of microgrids. *WIREs Energy Envrion*, 2:86–103, 2013.
- [14] et al. T.L. Vandoom. Active load control in islanded microgrids based on the grid voltage. *Smart Grid, IEEE Transactions*, 2:139–151, 2011.
- [15] United Nations. The least developed countries report 2017, novembro 2017.

- [16] Satayabrata Mandal Manas Mondal. Remote village electrification through renewable solar energy: a case study of sagar island, west bengal, india. *The International Journal of Engineering And Science (IJES)*, 2:201–205, 2013.
- [17] B. Xiao X. Zhang K. Tomsovic G. Liu, M. Starke. Microgrid optimal scheduling with chance-constrained islanding capability. *Electric Power Systems Research*, 145:197–206, 2017.
- [18] ERSE. Regulamento da qualidade de serviço - setor elétrico e setor do gás natural, 2017. Disponível em <http://www.erse.pt/pt/electricidade/regulamentos/qualidadedeservico/Paginas/default.aspx>, acessado a última vez em 27 de março de 2018.
- [19] F. Maciel Barbosa. Introdução à fiabilidade de sistemas eletricos de energia, Janeiro 2013.
- [20] ERSE. Manual de procedimentos da qualidade de serviço do setor elétrico, 2013. Disponível em http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/consultas/Documents/43_Docs_para_consulta/43-RQS-SE-2013-MPQS.pdf, acessado a última vez em 28 de março de 2018.
- [21] P. M. A. Costa. Regulação da integração de microgeração e microrredes em sistemas de distribuição de energia elétrica, Dezembro 2008.
- [22] R. Billinton R. Wang. Time-sequential simulation technique for rural distribution system reliability cost/worth evaluation including wind generation as alternative supply. *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, 148, 4 julho 2001.
- [23] Robert W. de Mello Philip P. Barker. Determining the impact of distributed generation on power systems. i. radial distribution systems. *2000 Power Engineering Society Summer Meeting*, 16-20 july 2000.
- [24] Xiaogang Wang Jie Chang, Lin Guan. Impacts of island load shedding and restoration. *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, 2016.
- [25] Jin-O Kim In-Su Bae. Reliability evaluation of customers in a microgrid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23:1416 – 1422, agosto 2008.
- [26] A. B. Rodrigues A. C. Neto, M. G. da Silva. Impact of distributed generation on reliability evaluation of radial distribution systems under network constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2007.
- [27] Vladimiro Miranda. Fiabilidade em sistemas de potência. uma introdução - versão 3.2. Setembro 2015.
- [28] X. Tang R. Billinton. Selected considerations in utilizing monte carlo simulation in quantitative reliability evaluation of composite power systems. *Electric Power Systems Research*, 69:205–211, 2004.
- [29] K R Mohan T M Vasanth Kumara Supriya M D, C. S. R. Atla. Distribution system reliability evaluation using time sequential monte carlo simulation. *ITSI Transactions on Electrical and Electronics Engineering (ITSI-TEEE)*, 2:24–30, 2014.